

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

Novembro de 2007

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	23
2.2.1	Análise global	23
2.2.2	Análise desagregada por actividades	31
2.2.2.1	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.....	31
2.2.2.2	Actividade de compra e venda de energia eléctrica do agente comercial	52
2.2.2.3	Actividade de Gestão Global do Sistema	59
2.2.2.4	Actividade de Transporte de Energia Eléctrica.....	64
2.3	EDP Distribuição	65
2.3.1	Análise global	65
2.3.2	Análise desagregada por actividades	78
2.3.2.1	Actividade de distribuição de energia eléctrica.....	78
2.3.2.2	Actividade de Comercialização de redes.....	81
2.4	EDP Serviço Universal	84
2.4.1	Análise global	84
2.4.2	Análise desagregada por actividades	85
2.4.2.1	Actividade de compra e venda de energia eléctrica	85
2.4.2.2	Actividade de Comercialização.....	90
3	REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES	93
3.1	Balanço de energia eléctrica	93
3.2	EDA.....	100
3.2.1	Análise global	100
3.2.2	Análise global	100
3.2.3	Análise desagregada por actividades	107
3.2.3.1	Actividade de Aquisição de Energia eléctrica e Gestão do Sistema.....	108
3.2.3.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	116
3.2.3.3	Actividade de comercialização.....	118
4	REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA	121
4.1	Balanço de energia eléctrica	121
4.2	EEM.....	128
4.2.1	Análise global	128
4.2.2	Análise desagregada por actividades	135

4.2.2.1	Actividade de Aquisição de Energia eléctrica e Gestão do Sistema.....	136
4.2.2.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	141
4.2.2.3	Actividade de Comercialização.....	143
5	PEDIDO DE ESCLARECIMENTO ÀS EMPRESAS	145
5.1	REN.....	145
5.1.1	Balanço de energia eléctrica de 2007 e sua compatibilização com o documento “Custos totais previsionais de Aquisição de Energia Eléctrica para os anos de 2007 e 2008.....	145
5.1.2	Amortização do equipamento de contagem e medida na actividade de Transporte de Energia Eléctrica em 2007 e 2008.	146
5.1.3	Amortização do outro equipamento básico na actividade de Gestão Global do Sistema, em 2007 e 2008.	146
5.1.4	Custos com compensação síncrona em 2006 e previsões para 2007 e 2008.	147
5.1.5	Custos do sistema no 2º semestre de 2007 e ano de 2008.	148
5.1.6	Preços de mercado previstos para 2007 e 2008.	148
5.2	EDP Serviço Universal	150
5.2.1	Aquisições aos Produtores em Regime Especial	150
5.2.2	Aquisições no OMIP.....	151
5.2.3	Custos com a aquisição de energia eléctrica em Julho e Agosto de 2007	151
5.3	EDA	152
5.3.1	Aquisição de energia eléctrica	152
5.3.2	Custos com Pessoal.....	153
5.3.3	Investimentos dos anos de 2007 e 2008	159
5.3.4	Investimentos e Amortizações dos anos de 2007 e 2008 – Regularizações	161
5.3.5	Trabalhos para a Própria Empresa	164
5.3.6	Trabalhos para a Própria Empresa por naturezas	166
5.3.7	Investimento – Norma Complementar 15-1	169
5.3.8	Compensação à Tarifa	169
5.3.9	Actividade de aquisição de Energia eléctrica e gestão do Sistema.....	171
5.3.9.1	Custo com combustíveis.....	171
5.3.9.2	Subsídios Ao Investimento	177
5.3.10	Actividade de DISTRIBUIÇÃO DE eléctrica.....	178
5.3.10.1	Norma Complementar 15-05 e 15-06	178
5.3.11	Actividade de aquisição de energia	179
5.3.11.1	Licenças de CO2	179
5.3.12	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	181
5.3.12.1	Investimento DEE – MT	181
5.4	EEM.....	183
5.4.1	Combustíveis.....	183

5.4.2	Trabalhos para a própria empresa	184
5.4.3	Balanço de energia eléctrica - quantidades	184
5.4.4	Proveitos Extraordinários	185
5.4.5	Fornecimentos e serviços externos (FSE)	185
5.4.5.1	FSE - Outros.....	185
5.4.5.2	FSE - Frota automóvel.....	186
5.4.6	Direitos de Passagem	188
5.4.7	Plano de promoção da eficiência no consumo	189
ANEXOS	191

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Consumo referido à emissão em Portugal continental.....	4
Figura 2-2 - Procura de electricidade em Portugal continental	10
Figura 2-3 - Consumo total no continente	11
Figura 2-4 - Previsões da EDP Distribuição, para 2008, por segmento de mercado	12
Figura 2-5 - Previsões da EDP Distribuição, para 2008, 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.....	21
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	22
Figura 2-14 - Custos da REN para efeitos de regulação (Preços Correntes).....	24
Figura 2-15 – Custos Operacionais por Km de linha	25
Figura 2-16 – Km de linha por consumo total	26
Figura 2-17 - Custos Operacionais da REN (Preços constantes de 2007)	27
Figura 2-18 - Proveitos Operacionais da REN (Preços constantes de 2007).....	29
Figura 2-19 - Investimentos a custos técnicos da REN (Preços correntes)	30
Figura 2-20 - Custos ou proveitos com licenças de emissão de CO ₂	33
Figura 2-21 - Custos de aquisição de energia eléctrica com os CAE (Preços constantes de 2007).....	36
Figura 2-22 - Evolução da disponibilidade média ponderada	37
Figura 2-23 - Custo variável mensal da energia eléctrica emitida das centrais a gás natural e a carvão com CAE e preço médio do mercado diário da OMEL (Preços correntes).....	40
Figura 2-24 - Custo variável mensal da energia eléctrica emitida das centrais de ciclo combinado a gás natural e a carvão com CAE e preço médio mínimo do mercado diário da OMEL (Preços correntes).....	41
Figura 2-25 - Custo variável unitário mensal da energia eléctrica emitida das centrais a gás natural e a fuelóleo com CAE e preço médio e máximo do mercado diário da OMEL (Preços correntes).....	42
Figura 2-26 - Evolução do preço médio diário na OMEL face à produção das centrais hídricas em Espanha	43
Figura 2-27 - Aquisições a Produtores em Regime Especial e a EDIA (Preços constantes de 2007).....	49
Figura 2-28 - Importação - Exportação de energia eléctrica dos clientes do Comercializador de Último Recurso (Preços constantes de 2007).....	50

Figura 2-29 - Preço Médio Unitário de Aquisição de Energia Eléctrica pela REN à PRE e às centrais com CAE (Preços constantes de 2007).....	51
Figura 2-30 - Sobrecusto desagregado por CAE (Preços correntes).....	53
Figura 2-31 - Factor de utilização das centrais da Turbogás e da Tejo Energia.....	58
Figura 2-32 - Custos totais REN (Preços correntes).....	60
Figura 2-33 - Custos de exploração da actividade de Gestão Global do Sistema (Preços correntes).....	61
Figura 2-34 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (Preços Correntes).....	63
Figura 2-35 - Custos operacionais da actividade de Transporte de Energia Eléctrica (Preços correntes).....	65
Figura 2-36 - Número Clientes.....	66
Figura 2-37 - Fornecimentos de energia eléctrica por Cliente.....	67
Figura 2-38 - Clientes por Trabalhador.....	67
Figura 2-39 - Custos Operacionais por MWh fornecido.....	68
Figura 2-40 - Custos com Pessoal por Trabalhador.....	68
Figura 2-41 - Investimento a custos técnicos por MWh fornecido.....	69
Figura 2-42 - Custos Operacionais da EDP Distribuição (Preços constantes de 2007).....	70
Figura 2-43 - Custos Operacionais das actividades da EDP Distribuição (Preços correntes).....	73
Figura 2-44 - Investimento na EDP Distribuição (Preços correntes).....	75
Figura 2-45 - Investimento por nível tensão (Preços correntes).....	77
Figura 2-46 - Investimentos a custos técnicos e participações EDP Distribuição (Preços constantes de 2007).....	78
Figura 2-47 - Custos Operacionais da Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (Preços Correntes).....	79
Figura 2-48 - Custos Operacionais da Actividade de Comercialização de Redes (Preços Correntes).....	82
Figura 2-49 - Custos Operacionais da EDP Serviço Universal (Preços constantes de 2007).....	84
Figura 2-50 - Energia eléctrica consumida pelos consumidores do CUR por origem.....	86
Figura 2-51 - Energia eléctrica consumida pelos consumidores do CUR por origem (em percentagem).....	86
Figura 2-52 - Custos de aquisição de energia eléctrica.....	87
Figura 2-53 - Evolução dos custos de aquisição aos Produtores em Regime Especial.....	88
Figura 2-54 - Preços médios no mercado à vista e no mercado de futuros.....	89
Figura 2-55 - Efeito do fim da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica (dados tarifas 2007).....	90
Figura 2-56 - Custos Operacionais da Actividade de Comercialização (Preços correntes).....	91
Figura 3-1 - Procura de electricidade na RAA.....	95
Figura 3-2 - Fornecimentos em BT na RAA.....	97
Figura 3-3 - Fornecimentos em MT na RAA.....	98

Figura 3-4 - Perdas nas redes de transporte e distribuição da RAA	99
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	99
Figura 3-6 - Número de Clientes	100
Figura 3-7 - Fornecimentos de energia eléctrica por cliente.....	101
Figura 3-8 - Clientes por Trabalhador	101
Figura 3-9 - Custos Operacionais por MWh fornecido.....	102
Figura 3-10 - Custos com Pessoal por Trabalhador	102
Figura 3-11 - Investimento a custos técnicos por MWh fornecido	103
Figura 3-12 - Custos Operacionais da EDA (Preços constantes de 2007).....	104
Figura 3-13 - Investimentos da EDA	106
Figura 3-14 - Custos Operacionais das actividades reguladas da EDA.....	107
Figura 3-15 - Custos Operacionais da Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (Preços correntes)	109
Figura 3-16 - Custos com combustíveis.....	111
Figura 3-17 - Evolução do peso da produção de energia eléctrica das centrais térmicas na produção total	112
Figura 3-18 - Evolução do custo unitário do fuelóleo consumido na RAA e em Portugal continental	113
Figura 3-19 - Evolução do custo unitário do fuelóleo nos Açores, na Madeira e em Portugal continental, base 100, 2003.....	114
Figura 3-20 - Preço do fuelóleo 1% FOB NWE <i>Cargoes</i> e 3,5% FOB Roterdão <i>Barges</i>	115
Figura 3-21 - Evolução do custo unitário do gasóleo para produção de energia eléctrica nas centrais da EDA, no arquipélago da Madeira e em Portugal continental.....	116
Figura 3-22 - Custos Operacionais da Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (Preços correntes)	117
Figura 3-23 - Custos Operacionais da Actividade de Comercialização (Preços correntes).....	119
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	129
Figura 4-6 - Fornecimentos de energia eléctrica por cliente.....	129
Figura 4-7 - Clientes por trabalhador	130
Figura 4-8 - Custos Operacionais por MWh fornecido.....	130
Figura 4-9 - Custos com Pessoal por Trabalhador	131
Figura 4-10 - Investimento a custos técnicos por MWh fornecido	131
Figura 4-11 - Custos operacionais da EEM (Preços correntes).....	132
Figura 4-12 - Investimentos da EEM (Preços correntes).....	134
Figura 4-13 - Custos operacionais das actividades reguladas da EEM (Preços correntes).....	136

Figura 4-14 - Custos operacionais da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (Preços correntes)	137
Figura 4-15 - Custos com combustíveis	138
Figura 4-16 - Evolução do peso da produção de energia eléctrica das centrais a fuelóleo na produção total	139
Figura 4-17 - Evolução do custo unitário do fuelóleo consumido na RAM e em Portugal continental	140
Figura 4-18 - Evolução do custo do fuelóleo na Madeira e em Portugal continental, base 100, 2000	141
Figura 4-19 - Custos operacionais da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (Preços correntes)	142
Figura 4-20 - Custos operacionais da actividade de Comercialização (Preços correntes)	143

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Previsões do consumo referido à emissão para 2007 e 2008	5
Quadro 2-2 - Evolução da procura em Portugal continental (valores reais)	6
Quadro 2-3 - Previsões enviadas pela REN para 2007 e 2008	7
Quadro 2-4 - Previsões enviadas pela EDP Distribuição para 2007 e 2008	8
Quadro 2-5 - Previsões enviadas pela EDP Serviço Universal para 2007 e 2008	9
Quadro 2-6 - Encargos com a aquisição de energia eléctrica estipulados nos CAE (Preços correntes).....	32
Quadro 2-7 - Custos médios dos CAE com licenças de CO ₂ (Preços correntes)	34
Quadro 2-8 - Custos médios dos CAE sem licenças de CO ₂ (Preços correntes)	34
Quadro 2-9 - Principais variáveis monetárias utilizadas no Encargo de Potência.....	38
Quadro 2-10 - Encargo de Potência (Preços correntes).....	38
Quadro 2-11 - Custo dos combustíveis consumidos nos principais centros produtores termoelectricos (Preços correntes).....	39
Quadro 2-12 - Energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas.....	44
Quadro 2-13 - Encargo de Energia com licenças de CO ₂ (Preços correntes).....	44
Quadro 2-14 - Encargo de Energia sem licenças de CO ₂ (Preços correntes).....	45
Quadro 2-15 - Encargo de Energia corrigido da hidraulicidade sem licenças de CO ₂ (Preços correntes).....	45
Quadro 2-16 - Encargo de Energia (centrais térmicas) por unidade de energia eléctrica emitida sem licenças de CO ₂ (Preços correntes).....	46
Quadro 2-17 - Encargo de Energia (centrais térmicas) por unidade de energia eléctrica emitida com licenças de CO ₂ (Preços correntes).....	46
Quadro 2-18 - Energia eléctrica para consumo dos clientes do Comercializador de Último Recurso referido à emissão.....	47
Quadro 2-19 - Sobrecusto total (Preços correntes)	52
Quadro 2-20 - Custos com a aquisição de energia eléctrica às centrais pertencentes à Turbogás e à Tejo Energia (Preços correntes)	53
Quadro 2-21 - Custos médios dos CAE com licenças de CO ₂ (Preços correntes).....	54
Quadro 2-22 - Custos médios dos CAE sem licenças de CO ₂ (Preços correntes).....	54
Quadro 2-23 - Principais variáveis monetárias utilizadas no Encargo de Potência.....	55
Quadro 2-24 - Encargo de potência	55
Quadro 2-25 - Custo com combustíveis.....	55
Quadro 2-26 - Energia eléctrica emitida.....	56
Quadro 2-27 - Encargo de Energia com licenças de CO ₂ (Preços correntes).....	56
Quadro 2-28 - Encargo de Energia sem licenças de CO ₂ (Preços correntes).....	57
Quadro 2-29 - Encargo de Energia (centrais térmicas) por unidade de energia eléctrica emitida sem licenças de CO ₂ (Preços correntes).....	57
Quadro 2-30 - Encargo de Energia (centrais térmicas) por unidade de energia eléctrica emitida com licenças de CO ₂ (Preços correntes).....	57

Quadro 2-31 - Custos com pessoal e FSE da actividade de Distribuição de Energia.....	81
Quadro 2-32 - Custos com pessoal e FSE da actividade de Comercialização de Redes.....	83
Quadro 2-33 - Previsões de custos combustíveis e preços de mercado.....	88
Quadro 2-34 - FSE da actividade de Comercialização	92
Quadro 3-1 - Evolução da procura na RAA.....	94
Quadro 4-1 - Evolução da procura na RAM.....	122

1 INTRODUÇÃO

No presente documento analisa-se o desempenho das empresas reguladas do sector eléctrico desde 2002 até 2006 e a sua evolução futura com base em informação previsional para 2007 e 2008. As informações enviadas pela REN, EDP Distribuição, EDP Serviço Universal, EDA e EEM relativas aos anos de 2007 e 2008, constituem previsões das empresas, não tendo a ERSE qualquer intervenção.

De referir que 2006 foi um ano marcado por alterações legislativas significativas que se reflectiram directamente nas actividades da REN e EDP Distribuição. Assim, entre outras alterações, explicadas nos respectivos capítulos, foi constituída em Dezembro de 2006 a EDP Serviço Universal com funções de comercializador de último recurso.

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

No capítulo 3, apresenta-se a análise do balanço de energia eléctrica da EDA e a evolução das várias actividades reguladas entre 2002 e 2008

No capítulo 4, apresenta-se a análise do balanço de energia eléctrica da EEM e a evolução das várias actividades reguladas entre 2002 e 2008

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

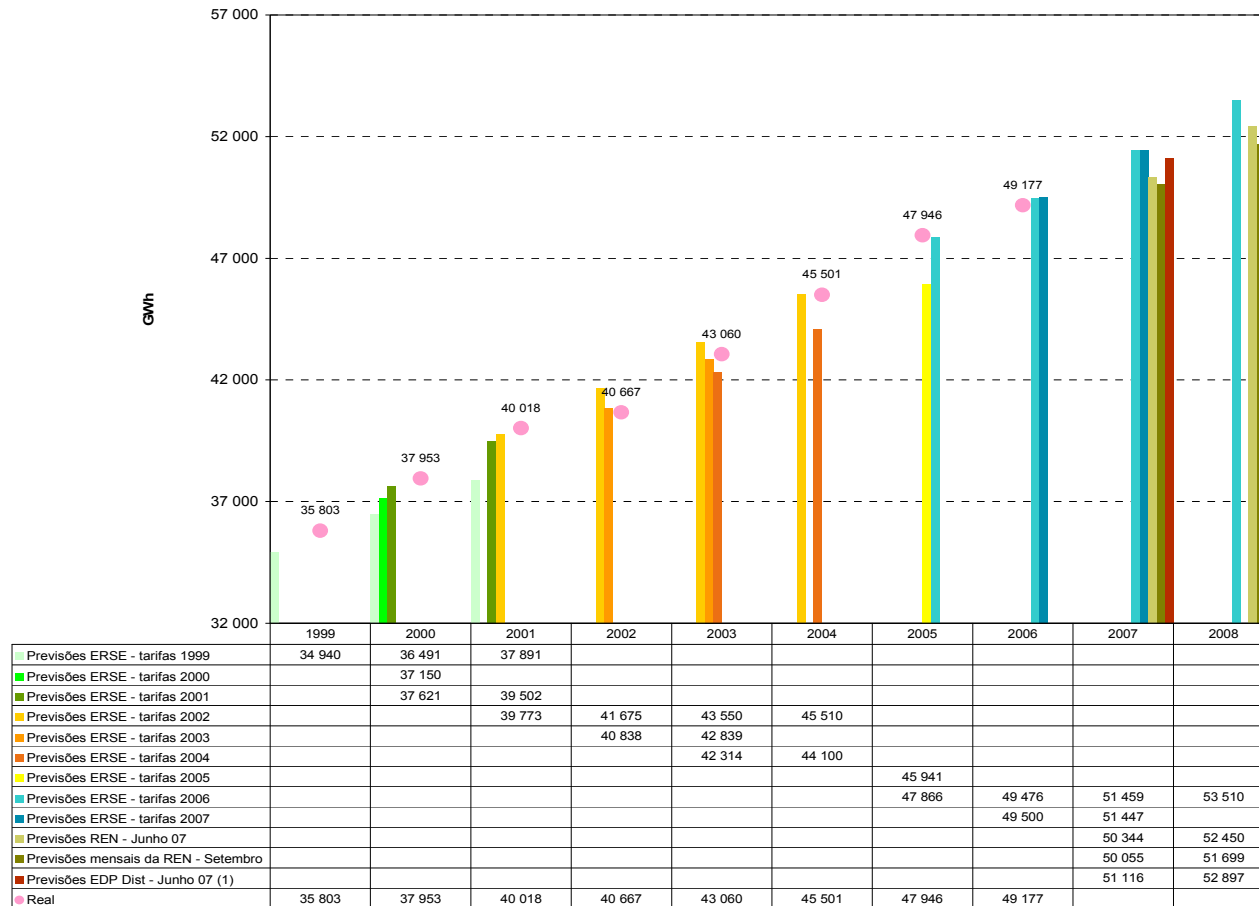
2.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Analisa-se de seguida o balanço de energia eléctrica real do continente para os anos de 1999 a 2006 e os balanços estimado e previsto pelas empresas para os anos de 2007 e 2008.

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 2007. 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 2007.

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



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).

A análise da figura permite verificar uma subestimação sistemática do consumo referido à emissão, excepto nas previsões em 2001 para o último ano do período de regulação e nas previsões para o ano de 2006.

Para o ano de 2007, todas as previsões apontam para um abrandamento do consumo e para 2008 as novas previsões apontam para um valor inferior ao estimado em 2005 para o 4º período de regulação, 2006-2008 (Quadro 2-1).

Quadro 2-1 - Previsões do consumo referido à emissão para 2007 e 2008

	2006	2007	2007/2006	2008	2008/2007	2006-2008
	GWh	GWh	Δ%	GWh	Δ%	t.c.m.a %
Real	49 177					
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 REN - Junho 07		50 344	2,4%	52 450	4,2%	3,3%
Previsões EDP Dist - Junho 07 ^[1]		51 116	3,9%	52 897	3,5%	3,7%
Previsões mensais da REN - Setembro		50 055	1,8%	51 699	3,3%	2,5%

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 1996 a 2006 e do Quadro 2-3 ao Quadro 2-5 as estimativas das empresas para o ano em curso, 2007 e, previsões para 2008.

De 1996 a 2006, o consumo referido à emissão cresceu em média 4,8% ao ano. De 2006 a 2008, a REN e a EDP Distribuição prevêem um crescimento do consumo mais moderado, na ordem dos 3,3% ao ano e 3,8% ao ano respectivamente. Importa referir que os balanços de energia eléctrica enviados pela REN e pela EDP Distribuição não são compatíveis. Para satisfazer a proposta de fornecimentos de energia eléctrica enviada pela EDP Distribuição, para os anos de 2007 e 2008, são necessários, respectivamente, + 773 GWh e +449 GWh, relativamente à previsão da REN enviada em Junho e de cerca de 1 200 GWh ano se se comparar com a previsão da REN efectuada em Setembro, com base em valores ocorridos até Agosto.

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 5,2% ao ano. De 2006 a 2008 a EDP Distribuição prevê uma redução da taxa de crescimento em cerca de 2 pontos percentuais. Para esta desaceleração do consumo, a EDP Distribuição justifica com a dissipação de alguns efeitos extraordinários (temperatura e dias úteis), recuperação de facturação e alteração do critério no cálculo da energia em contadores.

A EDP Distribuição prevê um decréscimo acentuado dos fornecimentos a clientes no mercado em detrimento dos clientes do comercializador regulado, embora preveja um ligeiro acréscimo destes clientes de 2007 para 2008. Para 2008, prevê que os fornecimentos a clientes no mercado representem cerca de 11,9% dos fornecimentos totais, enquanto que em 2006 representavam cerca de 15,8%.

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

Unidade: GWh

RUBRICAS	Verificado										
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
+ Produção líquida das centrais detentoras de CAE	27 611	26 655	30 956	34 410	34 493	36 921	36 121	36 157	31 047	29 812	29 812
+ Produtores em regime especial + EDIA	1 519	1 774	1 963	2 295	2 469	2 557	2 820	3 688	4 566	6 621	6 628
+ Aquisições no âmbito da parcela livre	782	732	718	447	617	890	1 322	1 999	2 934	903	903
+ Importações líquidas para clientes do Comercializador Regulado	1 111	2 899	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	0	0	2	-270	-43	-1 369	-399	-743	2 030
- Bombagem	137	100	101	491	558	485	670	485	408	564	622
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA	30 886	31 961	33 808	35 803	37 953	40 018	40 667	43 060	45 501	47 946	49 177
(Variação média anual)	5,5%	3,5%	5,8%	5,9%	6,0%	5,4%	1,6%	5,9%	5,7%	5,4%	2,6%
- Perdas na rede de Transporte	701	601	602	665	680	713	717	738	677	648	562
(perdas/emissão)	2,3%	1,9%	1,8%	1,9%	1,79%	1,78%	1,76%	1,71%	1,49%	1,35%	1,14%
- Compensação síncrona	29	32	30	41	39	34	38	32	35	29	17
- Perdas na rede de Distribuição	2 648	2 570	2 757	2 756	2 877	3 191	2 948	3 258	3 451	3 439	3 168
(perdas/fornecimentos)	9,9%	9,2%	9,3%	8,74%	8,58%	9,05%	8,18%	8,61%	8,61%	8,09%	7,19%
- Consumos Próprios	51	37	40	44	34	35	32	46	38	38	13
- Acertos UGS, URT									0	0	0
- PRE não facturada mas incluída no consumo								25	-18	6	-24
+ Vendas da EDP Distribuição a produtores do SEP e SENV								13	13	19	5
+ Diferenças no balanço de energia eléctrica REN/EDP Distribuição								-12	-8	-6	13
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	27 456	28 702	30 379	32 297	34 322	36 045	36 931	38 962	41 321	43 797	45 459
(Variação média anual)	5,8%	4,5%	5,8%	6,3%	6,3%	5,0%	2,5%	5,5%	6,1%	6,0%	3,8%
BT	14 791	15 460	16 351	17 794	18 901	19 904	20 505	21 512	22 518	23 610	24 149
(Variação média anual)	7,2%	4,5%	5,8%	8,8%	6,2%	5,3%	3,0%	4,9%	4,7%	4,9%	2,3%
Clientes do Comercializador Regulado	14 791	15 460	16 351	17 794	18 901	19 904	20 505	21 512	22 484	22 660	22 946
(Variação média anual)	7,2%	4,5%	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	0	0	33	951	1 203
(Variação média anual)											
MT	9 044	9 583	10 188	10 648	11 234	11 703	11 970	12 536	13 187	13 580	14 422
(Variação média anual)	4,5%	6,0%	6,3%	4,5%	5,5%	4,2%	2,3%	4,7%	5,2%	3,0%	6,2%
Clientes do Comercializador Regulado	9 044	9 583	10 188	10 648	11 101	11 359	11 193	8 601	6 506	5 091	8 603
(Variação média anual)	4,5%	6,0%	6,3%	4,5%	4,3%	2,3%	-1,5%	-23,2%	-24,4%	-21,8%	69,0%
Clientes no mercado	0	0	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	2 933	2 989	3 107	3 096	3 411	3 641	3 581	3 794	4 395	5 305	5 470
(Variação média anual)	3,7%	1,9%	3,9%	-0,3%	10,2%	6,7%	-1,6%	6,0%	15,8%	20,7%	3,1%
Clientes do Comercializador Regulado	2 933	2 989	3 107	3 096	3 328	3 465	3 400	3 681	4 340	5 149	5 372
(Variação média anual)	3,7%	1,9%	3,9%	-0,3%	7,5%	4,1%	-1,9%	8,3%	17,9%	18,6%	4,3%
Clientes no mercado	0	0	0	0	83	176	182	114	55	157	98
(Variação média anual)											
MAT	689	671	734	759	776	797	875	1 120	1 222	1 302	1 417
(Variação média anual)	2,7%	-2,6%	9,4%	3,5%	2,2%	2,7%	9,8%	28,0%	9,1%	6,6%	8,9%
Clientes do Comercializador Regulado	689	671	734	759	776	797	875	1 120	1 222	1 265	1 377
(Variação média anual)	2,7%	-2,6%	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	0	0	37	41
(Variação média anual)											
Afectação a Tarifas REN											
Energia afectada à TUGS e TURJ	30 429	31 522	33 287	35 094	37 229	39 266	39 924	42 309	44 808	47 268	48 634
Energia afectada à TEP	28 102	30 761	32 526	34 610	36 215	37 819	37 615	36 062	34 793	36 071	38 884
Energia afectada à AEE	28 585	29 454	31 127	33 061	34 867	36 024	35 476	33 056	30 716	29 906	30 426

Quadro 2-3 - Previsões enviadas pela REN para 2007 e 2008

Unidade: GWh

RUBRICAS	Real		Proposta REN Junho 2007	
	2005	2006	2007	2008
+ Produção líquida das centrais detentoras de CAE	29 812	29 324	19 280	7 128
+ Produtores em regime especial + EDIA	6 621	8 810	11 350	14 141
+ Aquisições no âmbito da parcela livre e no mercado	903	2 462	13 127	24 773
+ Importações líquidas para clientes do Comercializador Regulado	1 389	1 597	3 819	6 520
+ Entregas para clientes não vinculados (entrada da REN)	10 528	7 450	2 839	0
+ Vendas líquidas do ACS e desvios	-743	155	243	0
- Bombagem	564	622	314	112
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA	47 946	49 177	50 344	52 450
(Variação média anual)		2,6%	2,4%	4,2%
- Perdas na rede de Transporte	648	562	739	824
(perdas/emissão)	1,35%	1,14%	1,47%	1,57%
- Compensação síncrona	29	17	30	40
- Consumos Próprios	10	10	10	10
+ Vendas da EDP Distribuição a produtores do SEP e SENV	7	5	4	0
- PRE não facturada mas incluída no consumo	6	-24	-18	0
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	47 259	48 617	49 587	51 576
		2,9%	2,0%	4,0%
Afectação a Tarifas REN				
Energia afectada à TUGS e TURT	47 268	48 634	49 591	51 576
Energia afectada à TEP	36 071	38 884	15 632	
Energia afectada à AEE	29 906	30 423	15 841	

Fonte: REN

Quadro 2-4 - Previsões enviadas pela EDP Distribuição para 2007 e 2008

Unidade: GWh

RUBRICAS	Real		Proposta EDP DISTRIBUIÇÃO Junho 2007	
	2005	2006	2007	2008
Vendas da REN para clientes do Comercializador Regulado			11 181	13 365
Produção em regime especial + EDIA				
Parcela livre				
Entregas REN para clientes no mercado			39 183	38 713
Aquisições à REN e no mercado				
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	47 259	48 617	50 364	52 078
			3,6%	3,4%
- Perdas na rede de Distribuição	3 439	3 168	3 765	3 891
(perdas/fornecimentos)	8,09%	7,19%	8,35%	8,35%
- Consumos Próprios	25	0		
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	43 797	45 459	46 599	48 187
(Variação média anual)		3,8%	2,5%	3,4%
BT	23 610	24 149	24 728	25 493
(Variação média anual)		2,3%	2,4%	3,1%
Clientes do Comercializador de Último Recurso	22 660	22 946	23 478	24 091
(Variação média anual)		1,3%	2,3%	2,6%
Clientes no mercado	951	1 203	1 250	1 402
(Variação média anual)		26,5%	4,0%	12,2%
MT	13 580	14 422	14 564	15 186
(Variação média anual)		6,2%	1,0%	4,3%
Clientes do Comercializador de Último Recurso	5 091	8 603	10 660	10 854
(Variação média anual)		69,0%	23,9%	1,8%
Clientes no mercado	8 489	5 820	3 904	4 332
(Variação média anual)		-31,4%	-32,9%	11,0%
AT	5 305	5 470	5 790	5 926
(Variação média anual)		3,1%	5,8%	2,3%
Clientes do Comercializador de Último Recurso	5 149	5 372	5 762	5 908
(Variação média anual)		4,3%	7,3%	2,5%
Clientes no mercado	157	98	28	18
(Variação média anual)		-37,1%	-71,5%	-35,7%
MAT	1 302	1 417	1 517	1 582
(Variação média anual)		8,9%	7,0%	4,3%
Clientes do Comercializador de Último Recurso	1 265	1 377	1 532	1 600
(Variação média anual)		8,9%	11,3%	4,4%
Clientes no mercado	37	41	-15	-18
(Variação média anual)		8,6%	-136,9%	20,0%

Fonte: EDP Distribuição

Quadro 2-5 - Previsões enviadas pela EDP Serviço Universal para 2007 e 2008

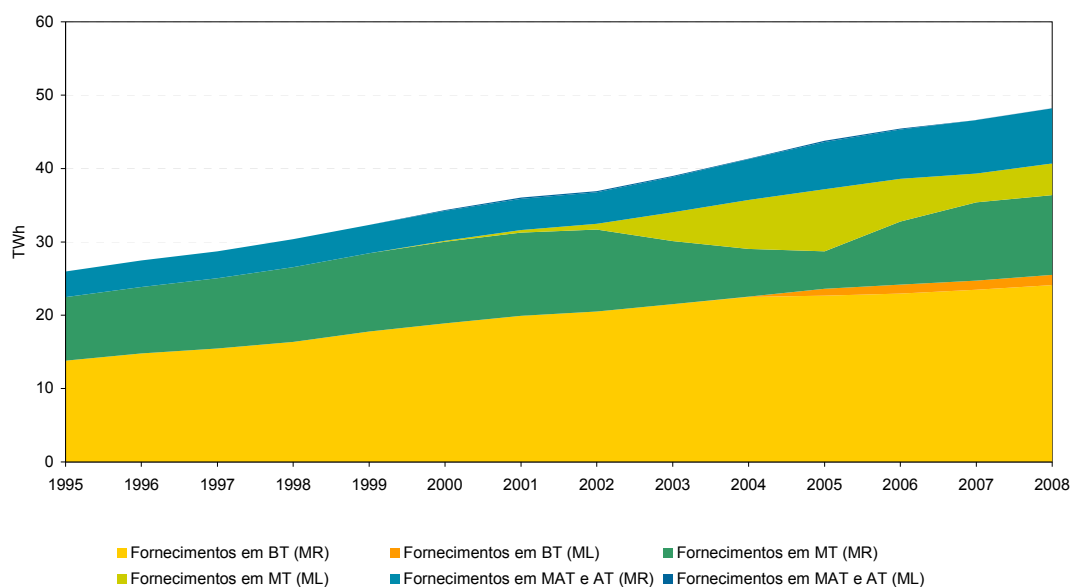
Unidade: GWh

RUBRICAS	Real	Proposta EDP Serviço Universal Junho 2007	
	2006	2007	2008
+ Energia comprada no mercado e REN	32 441	33 667	32 591
+ Produção em regime especial	8 652	11 066	13 165
+ EDIA	135	115	200
- Perdas na rede de Distribuição	2 924	3 416	3 503
(perdas/fornecimentos)	7,9%	8,6%	8,6%
= VENDAS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	38 298	41 432	42 453
(Variação média anual)	12,1%	8,2%	2,5%
IP	1 399	1 488	1 569
(Variação média anual)	7,7%	6,4%	5,4%
BT	19 235	19 415	19 635
(Variação média anual)	1,2%	0,9%	1,1%
BTE	2 313	2 575	2 887
(Variação média anual)	-1,5%	11,4%	12,1%
MT	8 603	10 660	10 854
(Variação média anual)	69,0%	23,9%	1,8%
AT	5 372	5 762	5 908
(Variação média anual)	4,3%	7,3%	2,5%
MAT	1 377	1 532	1 600
(Variação média anual)	8,9%	11,3%	4,4%

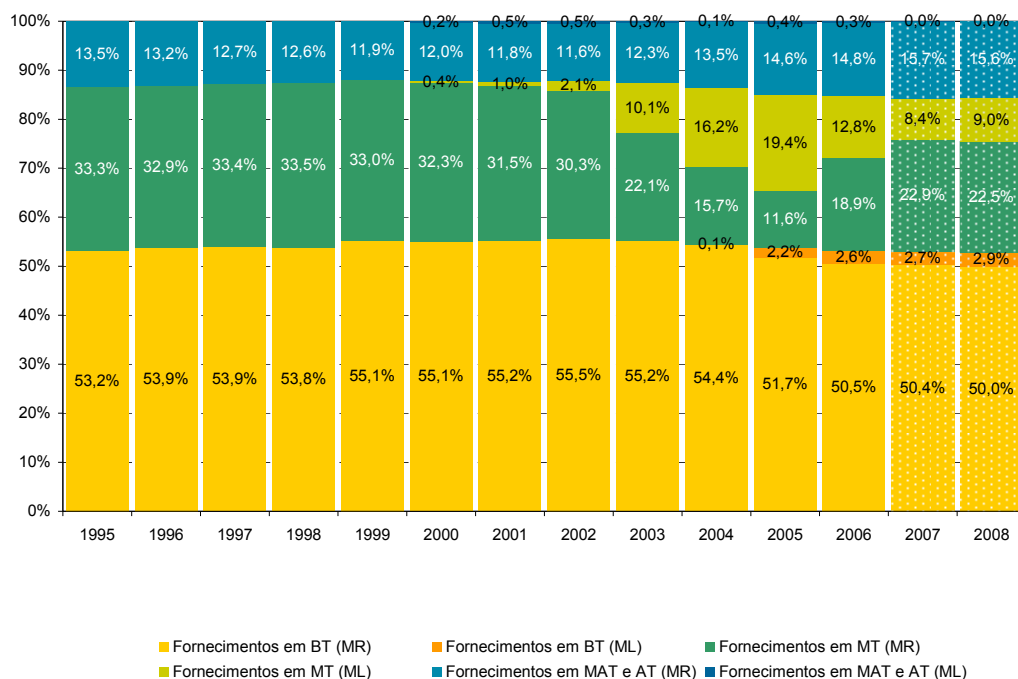
Fonte: EDP Serviço Universal

A Figura 2-2 permite visualizar a evolução dos fornecimentos de energia eléctrica para o período 1995-2008. Da análise da figura verifica-se que até 2003 os consumos em BT (clientes do comercializador de último recurso e clientes no mercado) cresciam 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.

Figura 2-2 - Procura de electricidade em Portugal continental



Estrutura



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.

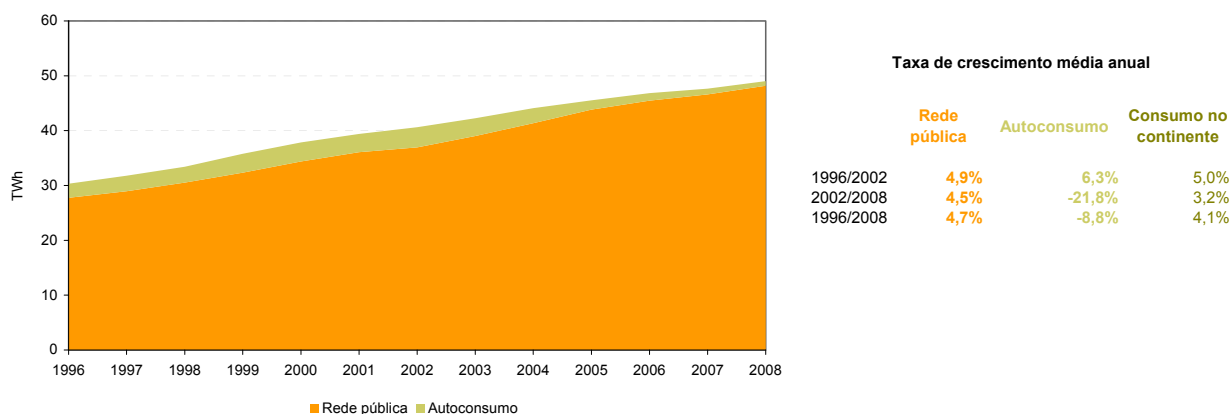
Os valores da produção em regime especial têm vindo a aumentar significativamente nos últimos anos, não só pelo aumento da produção deste tipo de centrais, mas principalmente pela autorização legislativa concedida em 2002 aos cogeneradores de venderem toda a energia eléctrica que produzem à rede e comprarem 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



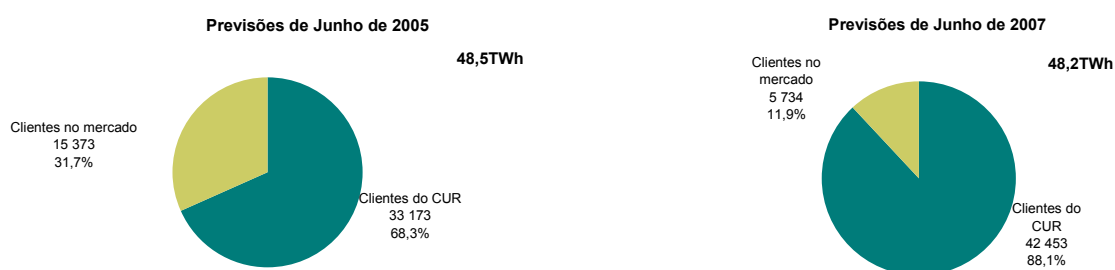
Fonte: EDP Distribuição (rede pública e previsões de autoconsumo 2006 a 2008) e DGEG (autoconsumo 1996-2005)

Conforme se pode verificar da análise da figura 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 2005 e em 2008, para o ano 2008, por segmento de mercado e por nível de tensão respectivamente.

Relativamente às previsões da EDP Distribuição, para 2008, por segmento de mercado (Figura 2-4), a empresa prevê o regresso dos clientes para o mercado regulado, principalmente ao nível da Média Tensão.

Figura 2-4 - Previsões da EDP Distribuição, para 2008, por segmento de mercado

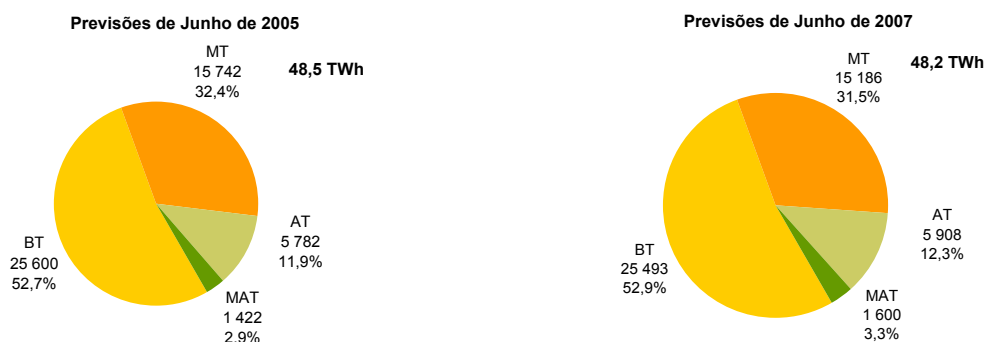


Fonte: EDP Distribuição

A EDP Distribuição prevê uma desaceleração generalizada em todos os níveis de tensão uma vez que argumenta que os acréscimos ocorridos em 2005 e 2006 resultaram de factores extraordinários ocorridos ao longo desses anos: condições anormais de temperatura, recuperação de facturação de anos anteriores e alteração de metodologia de cálculo da energia em contadores¹.

Relativamente aos valores previsionais enviados pela EDP Distribuição para efeitos de cálculo dos parâmetros para o 4.º período de regulação, 2006-2008, verifica-se um decréscimo generalizado dos consumos por nível de tensão com um decréscimo mais acentuado na MT.

¹ Subentende-se que esta recuperação de facturação signifique aumento de leituras reais, o que tendo em conta que não altera a energia à entrada da rede de distribuição, tem implicações no apuramento das perdas na distribuição, o que se pode comprovar pela redução verificada na taxa de perdas de 0,5 ponto percentuais em 2005 e de 1 ponto percentual em 2006.

Figura 2-5 - Previsões da EDP Distribuição, para 2008, por nível de tensão

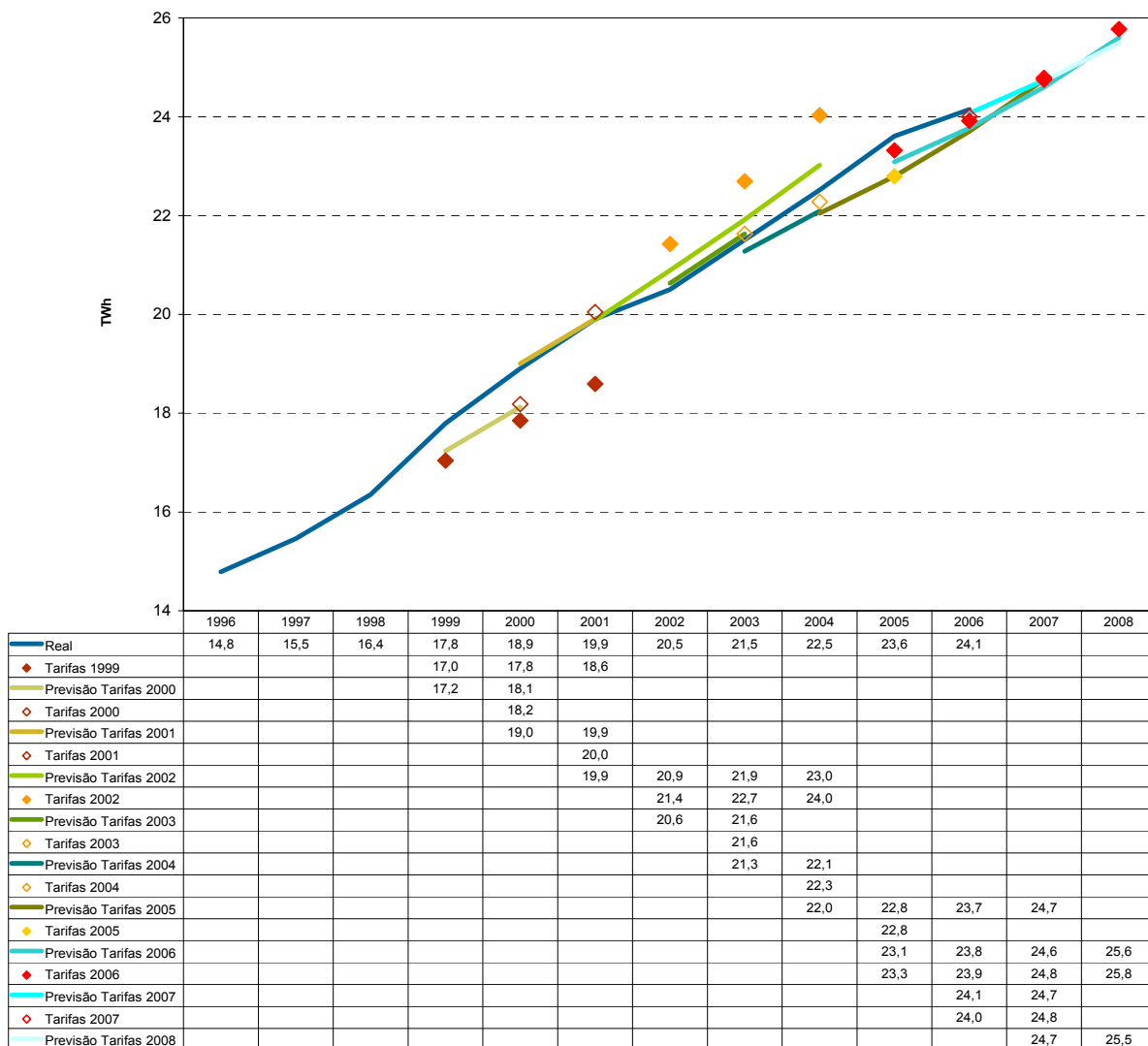
Fonte: EDP Distribuição

CONSUMOS POR NÍVEL DE TENSÃO

As figuras seguintes mostram a evolução dos consumos por nível de tensão no período 1996-2008, onde se apresentam os valores verificados (Real), as previsões efectuadas pelas empresas reguladas desde 1998 (Tarifas 1999, Previsão Tarifas 2000, Previsão Tarifas 2001, Previsão Tarifas 2002, Previsão Tarifas 2003, Previsão Tarifas 2004, Previsão Tarifas 2005, Previsão Tarifas 2006 e Previsão Tarifas 2007), os valores utilizados na fixação das tarifas (Tarifas 1999, Tarifas 2000, Tarifas 2001, Tarifas 2002, Tarifas 2003, Tarifas 2004, Tarifas 2005, Tarifas 2006 e Tarifas 2007), as novas previsões das empresas reguladas (Previsão Tarifas 2008), bem como as taxas de variação anuais respectivas.

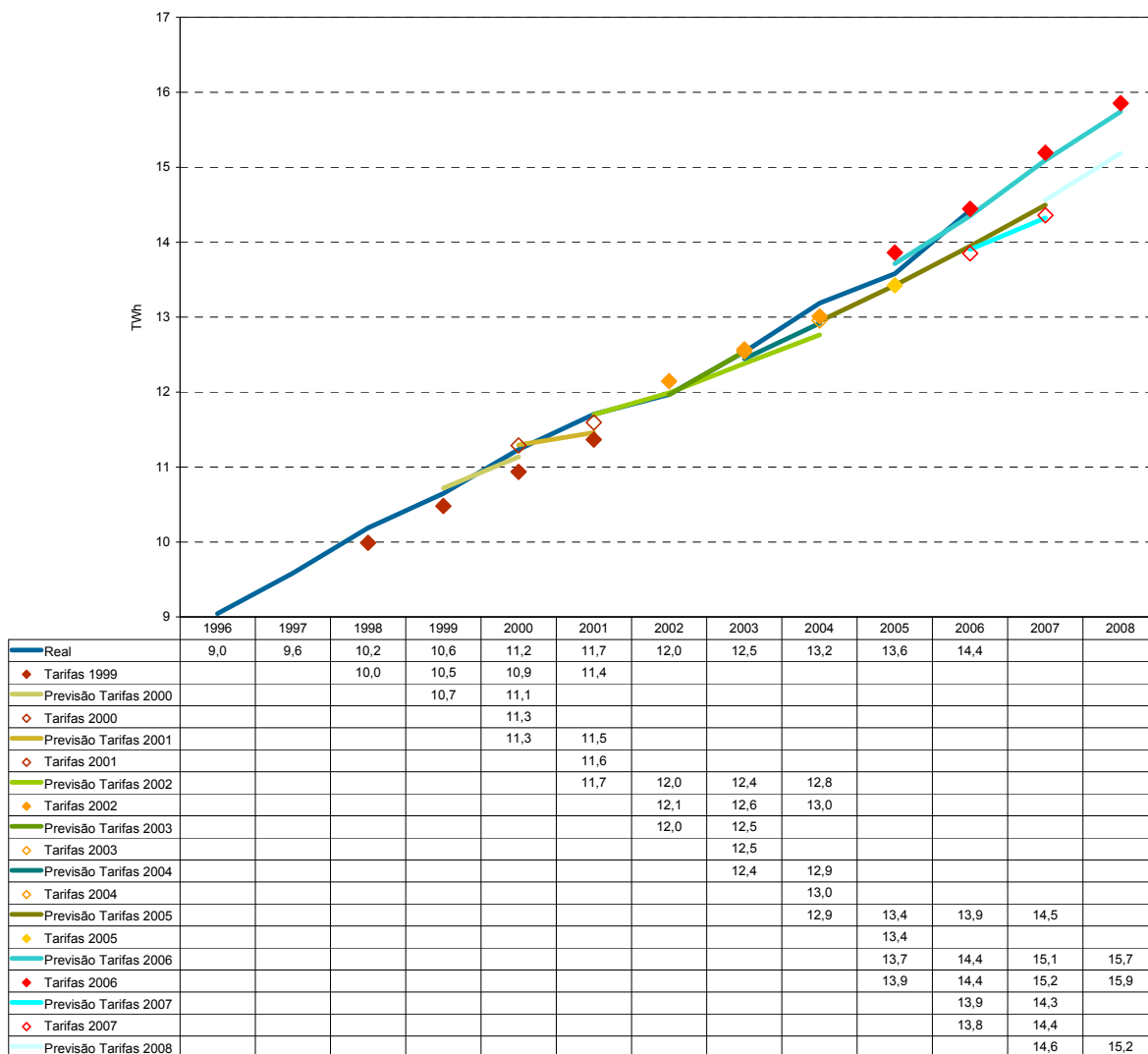
As taxas médias referem-se ao valor médio de crescimento anual no período que se inicia em 1996 e termina no último ano da previsão.

Figura 2-6 - Fornecimentos em BT em Portugal continental



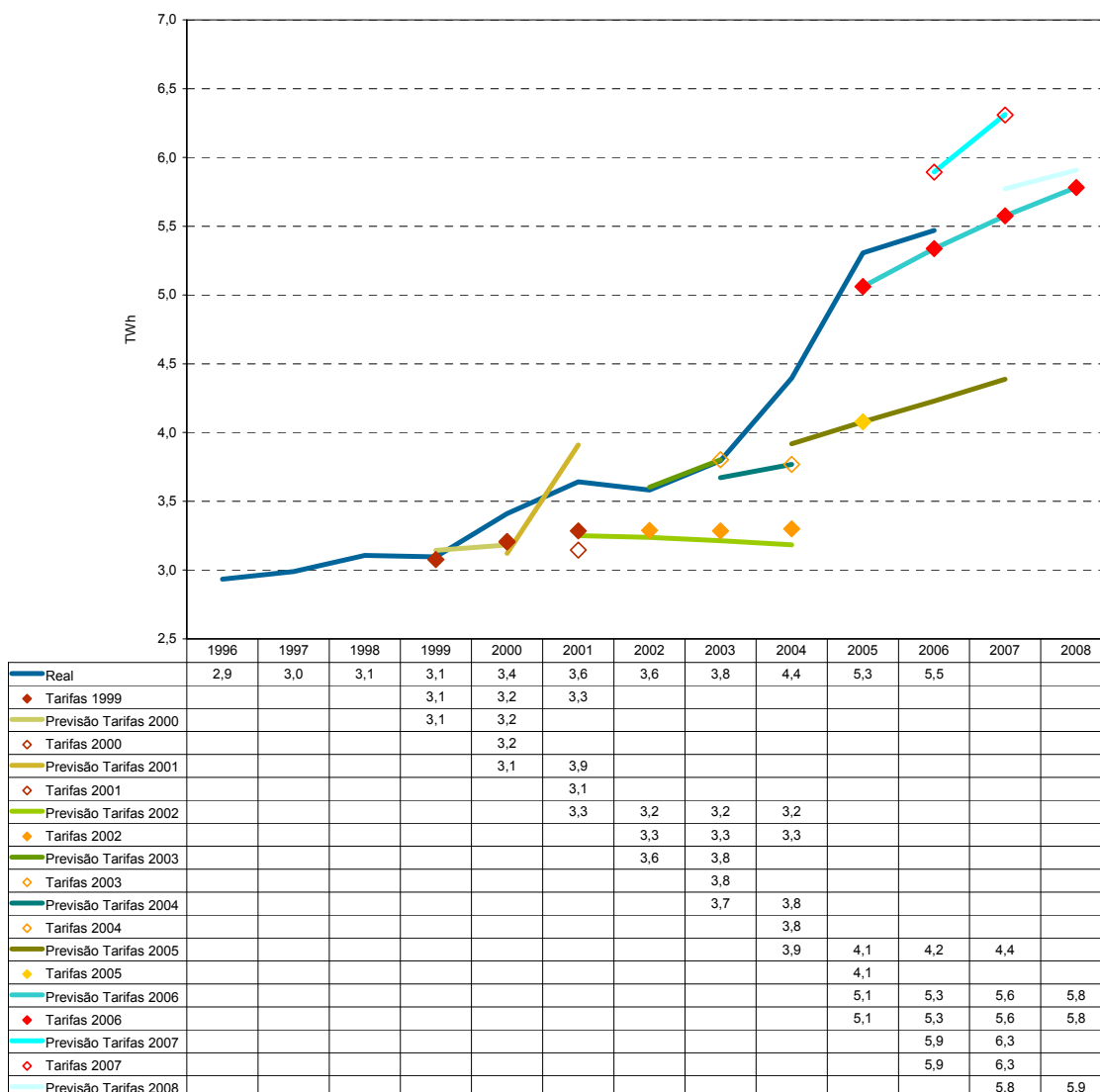
	Tx. Média	1997/96	1998/97	1999/98	2000/99	2001/00	2002/01	2003/02	2004/03	2005/04	2006/05	2007/06	2008/07
Real	5,0%	4,5%	5,8%	8,8%	6,2%	5,3%	3,0%	4,9%	4,7%	4,9%	2,3%		
Tarifas 1999	4,7%				4,7%	4,2%							
Previsão Tarifas 2000	5,2%			5,4%	5,2%								
Tarifas 2000	5,3%				5,5%								
Previsão Tarifas 2001	6,1%				6,8%	4,8%							
Tarifas 2001	6,3%					5,5%							
Previsão Tarifas 2002	5,7%					5,2%	5,1%	4,9%	5,0%				
Tarifas 2002	6,3%						7,3%	5,9%	5,9%				
Previsão Tarifas 2003	5,6%						3,6%	4,8%					
Tarifas 2003	5,6%							4,8%					
Previsão Tarifas 2004	5,1%							3,8%	3,8%				
Tarifas 2004	5,3%								4,7%				
Previsão Tarifas 2005	4,8%								2,5%	3,4%	4,0%	4,4%	
Tarifas 2005	4,9%									3,4%			
Previsão Tarifas 2006	4,7%									2,5%	3,0%	3,5%	4,1%
Tarifas 2006	4,7%									3,6%	2,6%	3,5%	4,1%
Previsão Tarifas 2007	4,8%										2,0%	2,8%	
Tarifas 2007	4,8%										1,7%	3,3%	
Previsão Tarifas 2008	4,6%											2,4%	3,1%

Figura 2-7 - Fornecimentos em MT em Portugal continental



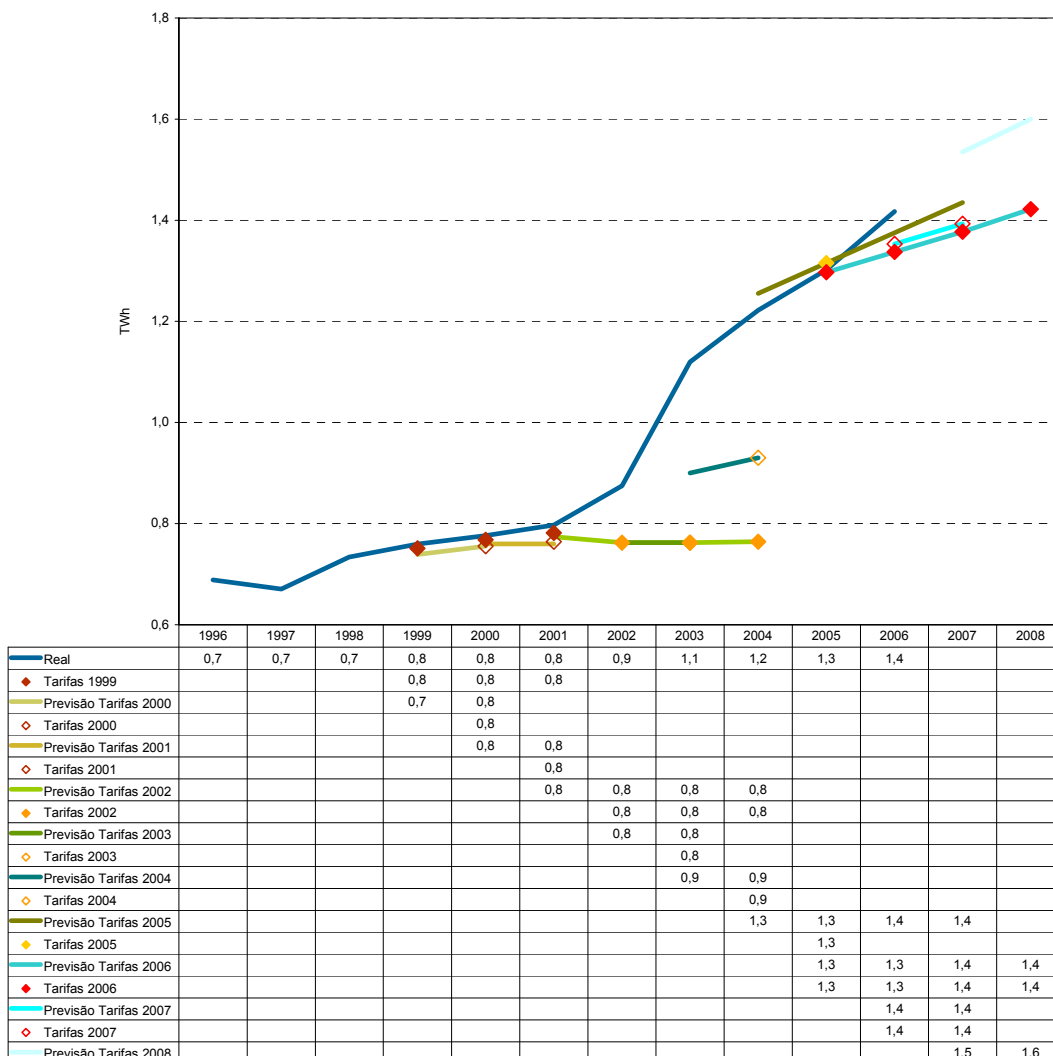
	Tx. Média	1997/96	1998/97	1999/98	2000/99	2001/00	2002/01	2003/02	2004/03	2005/04	2006/05	2007/06	2008/07
Real	4,8%	6,0%	6,3%	4,5%	5,5%	4,2%	2,3%	4,7%	5,2%	3,0%	6,2%		
Tarifas 1999	4,7%		4,2%	4,9%	4,3%	3,9%							
Previsão Tarifas 2000	5,3%			5,2%	3,9%								
Tarifas 2000	5,7%				5,3%								
Previsão Tarifas 2001	4,8%				6,1%	1,5%							
Tarifas 2001	5,1%					2,7%							
Previsão Tarifas 2002	4,4%					4,1%	2,5%	3,3%	3,1%				
Tarifas 2002	4,7%						3,8%	3,5%	3,5%				
Previsão Tarifas 2003	4,8%							2,2%	4,8%				
Tarifas 2003	4,8%								4,8%				
Previsão Tarifas 2004	4,6%								4,0%	3,8%			
Tarifas 2004	4,6%									4,1%			
Previsão Tarifas 2005	4,4%									3,3%	3,7%	3,9%	3,9%
Tarifas 2005	4,5%										3,7%		
Previsão Tarifas 2006	4,7%										4,0%	4,7%	5,2%
Tarifas 2006	4,8%										5,1%	4,2%	5,2%
Previsão Tarifas 2007	4,3%											2,4%	3,0%
Tarifas 2007	4,3%											2,0%	3,7%
Previsão Tarifas 2008	4,4%												1,0%
													4,3%

Figura 2-8 - Fornecimentos em AT em Portugal continental



	Tx. Média	1997/96	1998/97	1999/98	2000/99	2001/00	2002/01	2003/02	2004/03	2005/04	2006/05	2007/06	2008/07
Real	6,4%	1,9%	3,9%	-0,3%	10,2%	6,7%	-1,6%	6,0%	15,8%	20,7%	3,1%		
Tarifas 1999	2,3%			-18,2%	4,1%	2,5%							
Previsão Tarifas 2000	2,1%			1,2%	1,2%								
Tarifas 2000	2,3%				3,6%								
Previsão Tarifas 2001	5,9%				0,8%	25,3%							
Tarifas 2001	1,4%					0,8%							
Previsão Tarifas 2002	1,0%					-4,7%	-0,4%	-0,7%	-0,9%				
Tarifas 2002	1,5%						-4,4%	-0,1%	0,4%				
Previsão Tarifas 2003	3,8%						-1,0%	5,6%					
Tarifas 2003	3,8%							5,6%					
Previsão Tarifas 2004	3,2%							2,5%	2,6%				
Tarifas 2004	3,2%								2,6%				
Previsão Tarifas 2005	3,7%								3,3%	4,1%	3,7%	3,8%	
Tarifas 2005	3,7%									4,1%			
Previsão Tarifas 2006	5,8%									15,2%	5,4%	4,5%	3,7%
Tarifas 2006	5,8%									15,2%	5,4%	4,5%	3,7%
Previsão Tarifas 2007	7,2%										11,1%	7,1%	
Tarifas 2007	7,2%										11,1%	7,1%	
Previsão Tarifas 2008	6,0%											5,5%	2,4%

Figura 2-9 - Fornecimentos em MAT em Portugal continental



	Tx. Média	1997/96	1998/97	1999/98	2000/99	2001/00	2002/01	2003/02	2004/03	2005/04	2006/05	2007/06	2008/07
Real	7,5%	-2,6%	9,4%	3,5%	2,2%	2,7%	9,8%	28,0%	9,1%	6,6%	8,9%		
Tarifas 1999	2,6%			-80,0%	2,3%	1,7%							
Previsão Tarifas 2000	2,3%			0,7%	2,2%								
Tarifas 2000	2,3%				-0,6%								
Previsão Tarifas 2001	2,0%				0,1%	0,0%							
Tarifas 2001	2,1%					-75,5%							
Previsão Tarifas 2002	1,3%					-0,3%	-1,6%	0,0%	0,3%				
Tarifas 2002	1,3%						-77,8%	0,0%	0,3%				
Previsão Tarifas 2003	1,5%						-4,4%	0,0%					
Tarifas 2003	1,5%							-78,9%					
Previsão Tarifas 2004	3,8%							2,9%	3,3%				
Tarifas 2004	3,8%								-74,7%				
Previsão Tarifas 2005	6,9%								12,1%	4,8%	4,6%	4,4%	
Tarifas 2005	7,5%									-66,4%			
Previsão Tarifas 2006	6,2%									6,2%	3,1%	3,0%	3,3%
Tarifas 2006	6,2%									6,2%	3,1%	3,0%	3,3%
Previsão Tarifas 2007	6,6%										3,9%	3,0%	
Tarifas 2007	6,6%										3,9%	3,0%	
Previsão Tarifas 2008	7,3%											8,3%	4,2%

PERDAS

As Figura 2-10 e Figura 2-11 permitem analisar a evolução das perdas na rede de transporte e da sua relação com a energia eléctrica emitida para a rede pública. No período 1996-1998, verificou-se uma redução do valor das perdas, tanto em termos absolutos como percentuais, tendo-se mantido praticamente estáveis, em termos percentuais, nos anos seguintes, até 2004, ano a partir do qual se verifica novamente uma redução tanto em termos absolutos como percentuais. A REN prevê para 2007 e 2008 um ligeiro aumento da taxa de perdas, atingindo 1,6% em 2008.

Figura 2-10 - Perdas na Rede Nacional de Transporte

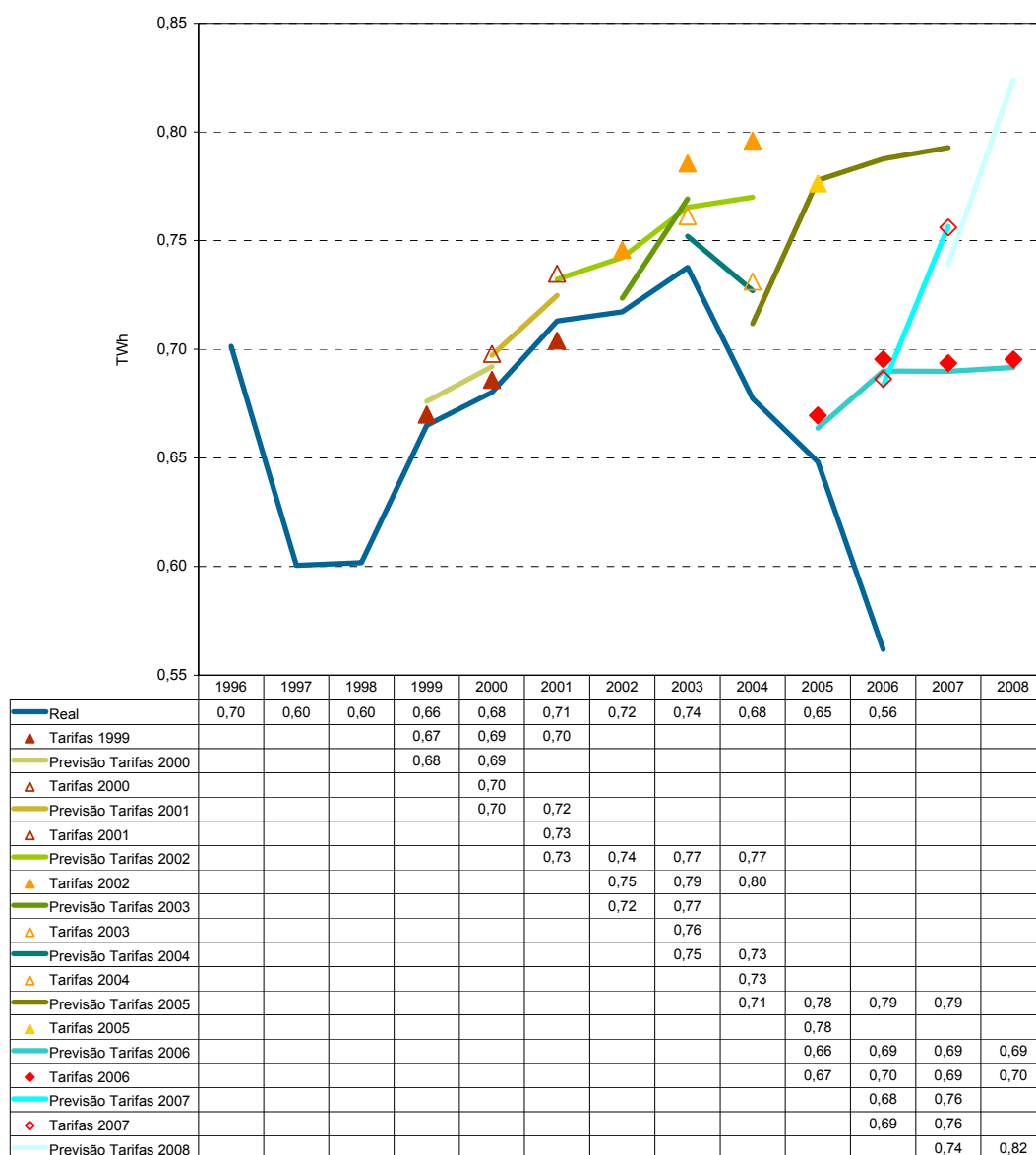


Figura 2-11 - Taxa de Perdas na rede de transporte
(Perdas na rede de transporte / emissão para a rede pública x 100)



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”² cujo montantes a EDP Distribuição estima em 150 GWh e 509 GWh. Corrigido deste efeito a taxa de perdas em 2005 situava-se em 8,4% e em 2006 em 8,2%.

A EDP Distribuição prevê uma taxa de perdas de 8,35% para 2007 e para 2008 superior aos parâmetros fixados pela ERSE de 8,30% e de 8,22% para 2007 e 2008, respectivamente.

² Subentende-se que o termo “recuperação de facturação de anos anteriores” signifique substituição de facturação com base em estimativas por facturação com base em leituras reais.

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

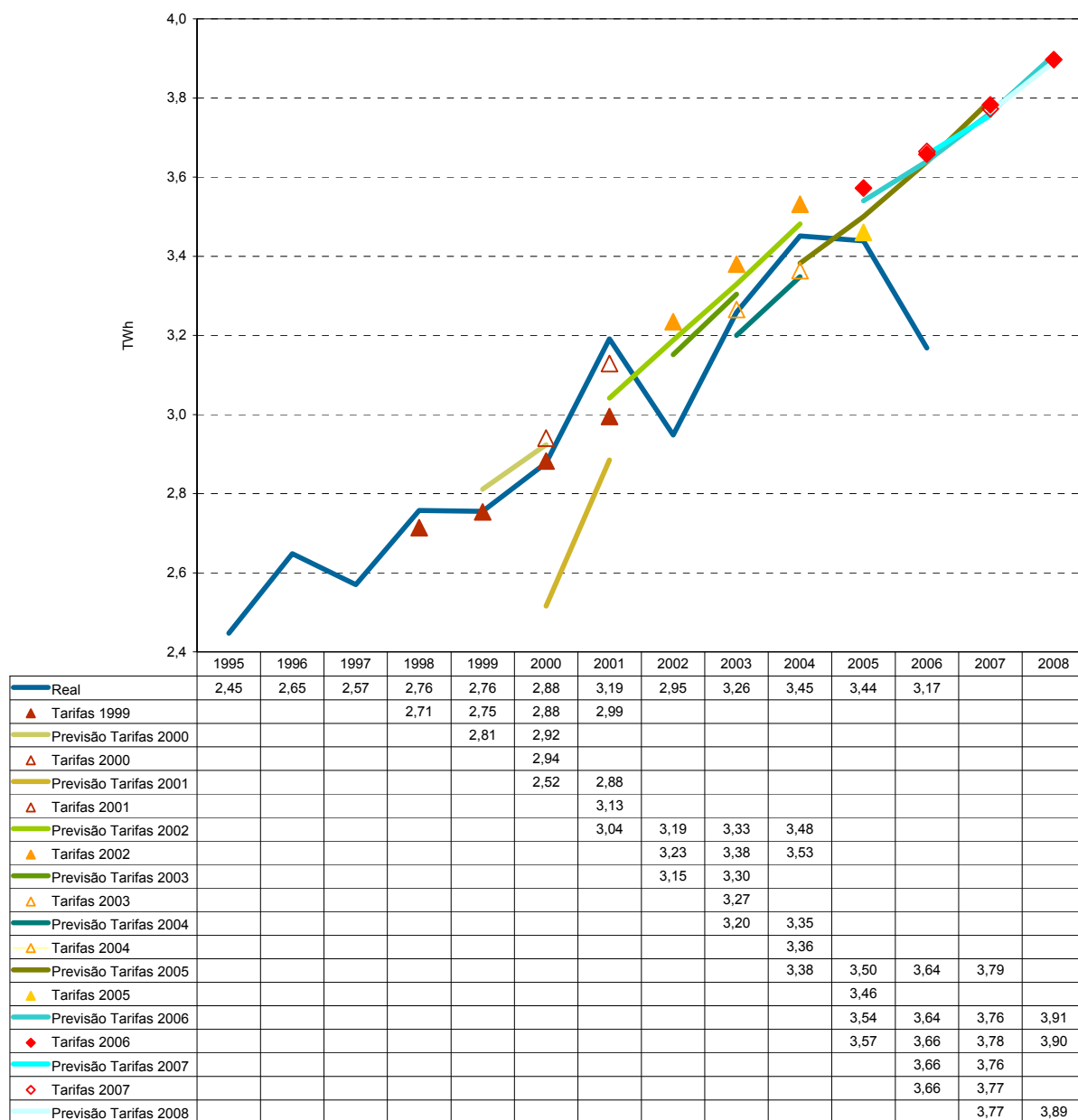


Figura 2-13 - Taxa de perdas nas redes de distribuição de Portugal continental
(Perdas / fornecimentos a clientes do comercializador regulado e clientes no mercado, excluindo fornecimentos em MAT) x 100



2.2 REDE ELÉCTRICA NACIONAL – REN

2.2.1 ANÁLISE GLOBAL

Com as alterações ocorridas no mercado da electricidade durante o ano de 2006 e 2007, nomeadamente, com a cessação da maioria dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), a REN deixa de contemplar a actividade de Aquisição de Energia. Paralelamente, é criada a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do agente comercial com o objectivo de adquirir a energia produzida pelos CAE remanescentes e proceder à sua posterior venda em mercado.

A Figura 2-14, que apresenta os custos considerados pela REN para efeitos de regulação no período de 2002-2006, assim como os valores estimados e previstos para 2007 e 2008, é representativa das alterações verificadas na REN resultantes da nova organização do sector.

Figura 2-14 - Custos da REN para efeitos de regulação
(Preços Correntes)



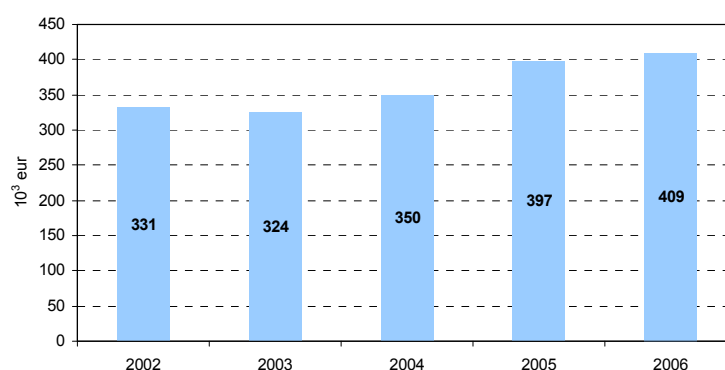
Fonte: REN

Em 2006 regista-se um aumento dos custos totais, tendência já evidenciada, continuando os custos com a aquisição de energia à produção em regime especial (PRE) a serem os grandes responsáveis por esta evolução.

Os valores para 2007 e 2008 reflectem a cessação dos CAE da EDP Produção e a consequente compensação através dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC). 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), ficando unicamente com a gestão dos CAE da Tejo Energia e da Turbogás que não cessaram.

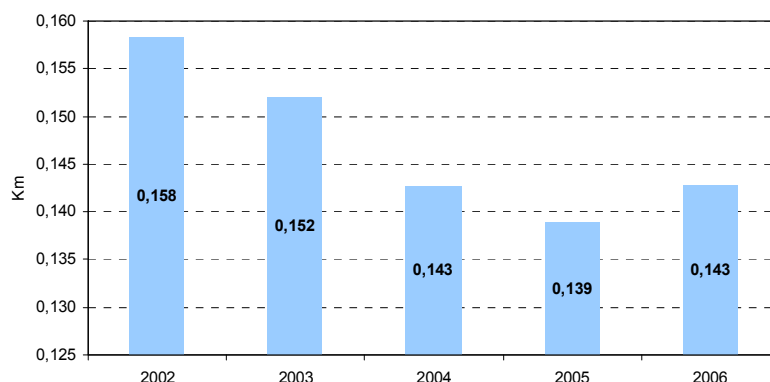
No que respeita à eficiência operacional da REN, os indicadores que a seguir se apresentam reflectem uma evolução positiva.

Figura 2-15 – Custos Operacionais por Km de linha



Fonte: REN

Figura 2-16 – Km de linha por consumo total



Fonte: REN

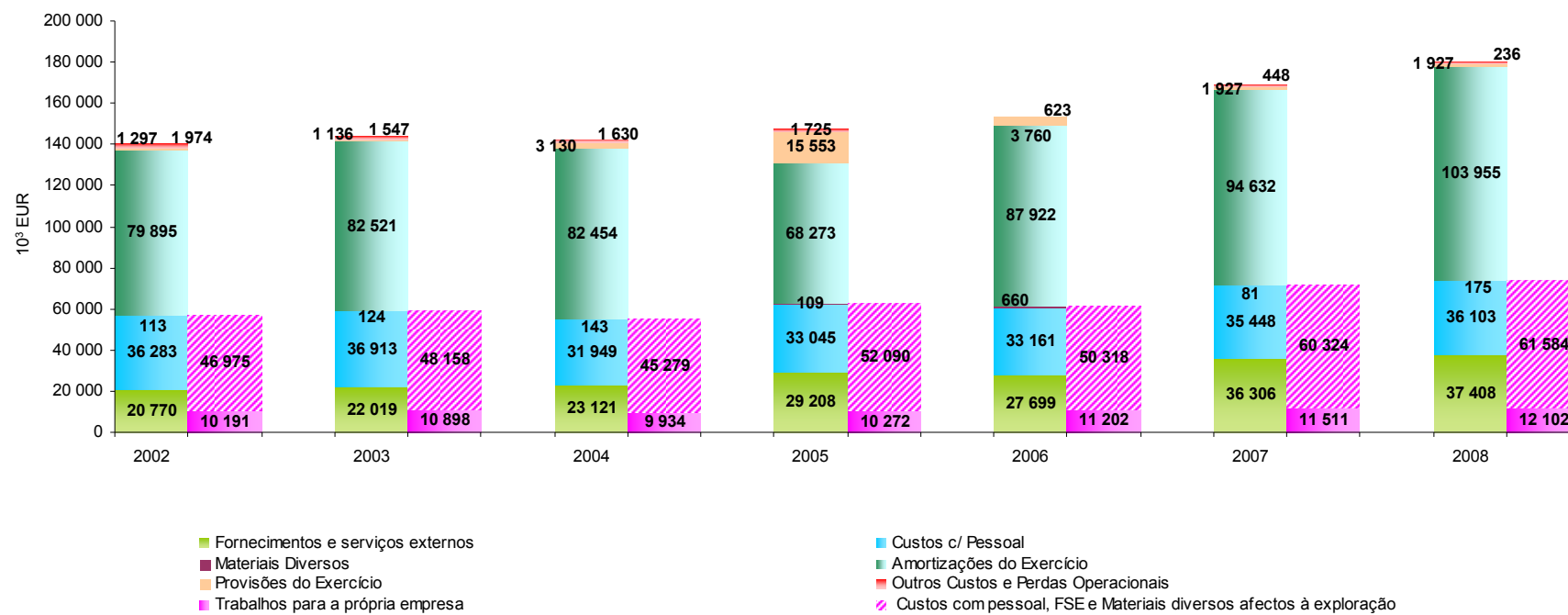
A REN regista um aumento gradual do comprimento da rede, sendo 5% a taxa de crescimento de 2005 para 2006. De referir que o maior aumento foi da rede de 220 kV. Ao mesmo tempo, verifica-se um aumento do total dos custos operacionais, muito acentuado em 2005 e 2006 conforme se pode observar na Figura 2-17.

O segundo indicador apresentado evidencia uma maior utilização da rede de transporte, pois o consumo³ aumenta em média 5% nos anos em análise sem o correspondente aumento da rede. Esta situação tem resultado de revisões e melhorias nas capacidades das redes, o que permite uma maior eficácia na eliminação de defeitos e na reconfiguração da rede.

A Figura 2-17 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.

³ A energia transitada na rede de transporte não inclui a energia fornecida pela PRE

Figura 2-17 - Custos Operacionais da REN
(Preços constantes de 2007)



Fonte: REN

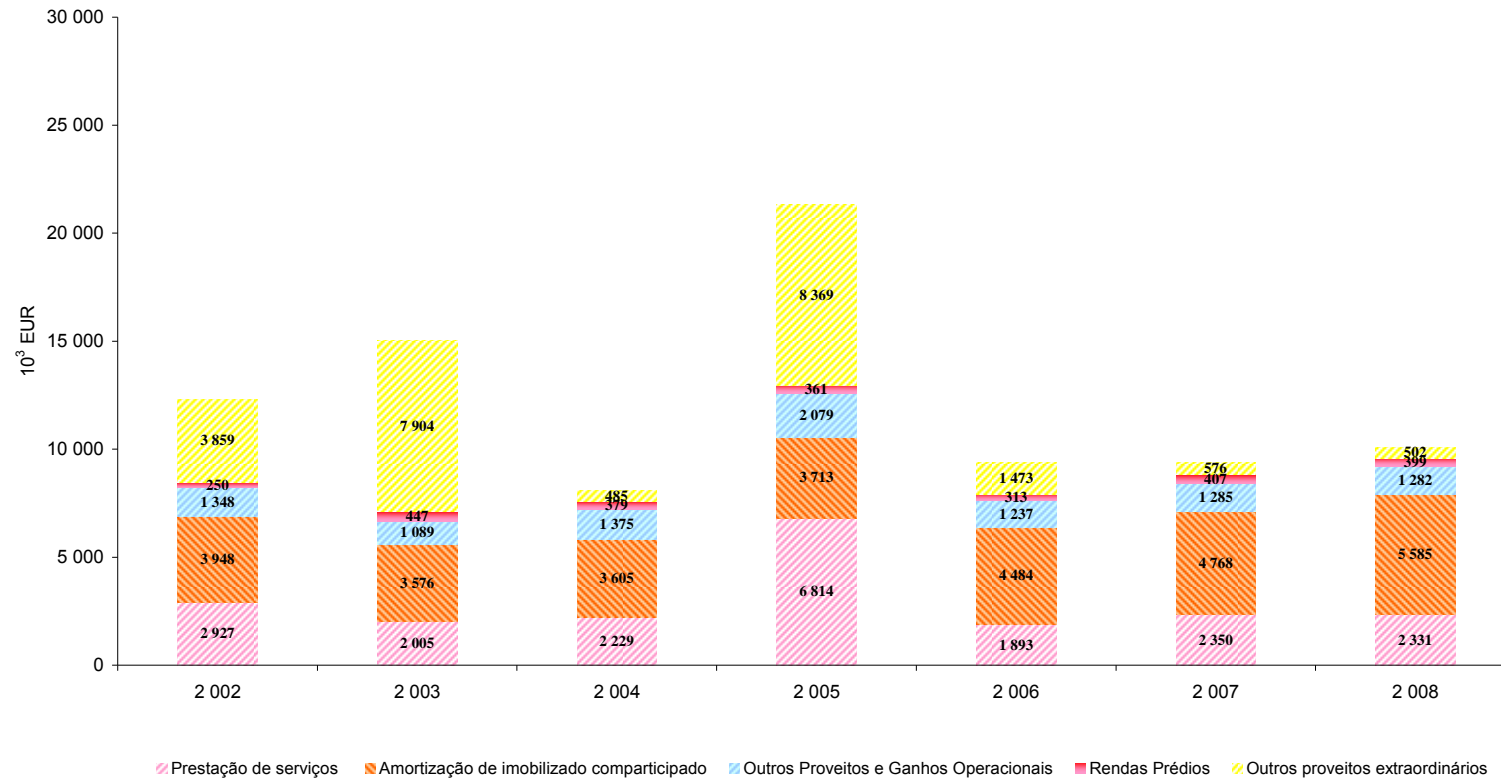
Verifica-se que os custos operacionais aumentaram gradualmente entre 2002 e 2006, prevendo a REN a continuação desta tendência para 2007 e 2008. As amortizações do exercício é a rubrica com maior peso no total desses custos e a que regista aumentos mais significativos, com excepção de 2007 em que a REN estima um acréscimo superior ao nível dos fornecimentos e serviços externos (FSE) na ordem dos 8 607 milhares de euros. Este acréscimo das amortizações é resultado do incremento registado nos investimentos que a REN tem vindo a efectuar e que prevê manter em 2008.

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 a subsídio de morte 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.

Assim, a evolução do total dos custos de exploração regista acréscimos no período 2002-2008, apresentando a REN para 2007 o aumento mais significativo em virtude da passagem de custos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.

Figura 2-18 - Proveitos Operacionais da REN
(Preços constantes de 2007)



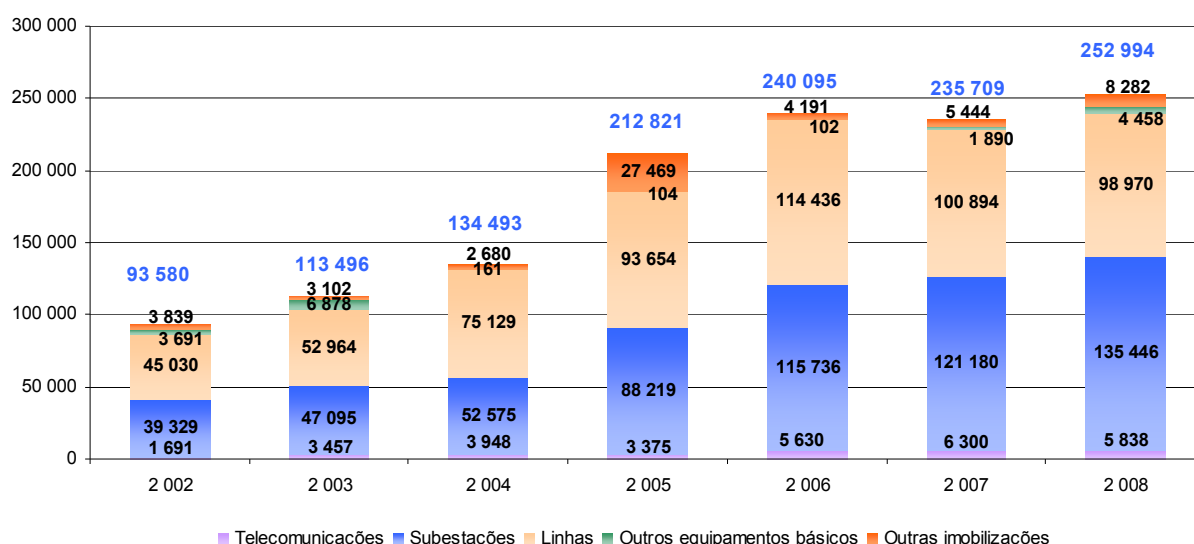
Fonte: REN

A evolução dos restantes proveitos operacionais da REN, para além dos TPE, apresenta-se na Figura 2-18. 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 milhares de euros.

Conforme se pode observar na Figura 2-19, o investimento a custos técnicos⁴ da REN tem evoluído de forma crescente ao longo dos anos.

Figura 2-19 - Investimentos a custos técnicos da REN

(Preços correntes)



Fonte: REN

Os investimentos previstos efectuar pela REN até 2008, desde 2002, ascendem a 1 283 188 milhares de euros, dos quais 46% e 45% respeitam, respectivamente, a linhas e a subestações.

Em 2005 regista-se um acréscimo de 58% face a 2004 sobretudo em construção, ampliação de subestações e em construção e *upratings* de linhas.

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

⁴ Não inclui encargos financeiros

2.2.2 ANÁLISE DESAGREGADA POR ACTIVIDADES

2.2.2.1 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Com o fim da maioria dos CAE, a partir de Junho de 2007, cessa a actividade de aquisição de energia eléctrica da Entidade Concessionária da RNT, paralelamente, é criada a actividade de compra e venda de energia eléctrica do Agente Comercial. Esta actividade destina-se à aquisição da energia eléctrica produzida pelas centrais com CAE que não cessaram e à sua posterior venda em mercado. Por outro lado, a actividade de compra e venda de energia eléctrica do Comercializador de Último Recurso é realizada em ambiente de mercado, atribuída à EDP Serviço Universal (EDP SU). Assim, com excepção da energia eléctrica adquirida aos produtores em regime especial, a energia eléctrica consumida pelos consumidores do Comercializador de Último Recurso (CUR) passa a ser adquirida em regime de mercado.

Neste contexto, este documento de análise de desempenho é um documento de transição. Neste documento, os custos com a aquisição de energia eléctrica são ainda analisados à luz da organização do sector eléctrico vigente até Junho de 2007, procurando-se, contudo, comparar, ainda que de uma forma sumária, os custos variáveis com a energia eléctrica adquirida no âmbito dos CAE com os preços de mercado.

No ponto seguinte são analisados os dados referentes à nova actividade de Compra e Venda de energia eléctrica.

No documento, encontra-se ainda, num capítulo individualizado, uma análise dos custos com a energia eléctrica adquirida no quadro do novo regime legislativo, previstos pela EDP SU para 2007 e para 2008.

AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AOS PRODUTORES COM CAE

Até 2006, o custo da energia eléctrica adquirida aos produtores vinculados constituiu a parcela mais importante do custo total da energia adquirida pela REN para abastecimento dos consumos dos clientes do Comercializador de Último Recurso.

A análise que se segue diz respeito aos custos enquadrados pelos CAE, independentemente de alguns destes custos serem posteriormente transferidos para a actividade de Gestão Global do Sistema (custos com arranques e teleregulação) e para a actividade de Transporte de Energia Eléctrica (compensação síncrona). Esses custos dizem respeito a serviços auxiliares e representam uma parte residual dos custos definidos no âmbito dos CAE.

Os CAE dos centros electroprodutores pertencentes ao grupo EDP cessaram a partir de Julho de 2007, continuando ainda em vigor os CAE celebrados com a Turbogás e a Tejo Energia, relativos, respectivamente, à central da Tapada do Outeiro e à central do Pego. Neste novo contexto, considera-se não ser aconselhável prolongar as séries com os valores anuais dos custos decorrentes com os CAE para além de 2006, uma vez que apenas existem dados que integram o conjunto dos CAE até Julho de 2007. Apenas as séries relativas a preços ou custos unitários incluem valores do primeiro semestre de 2007.

Assim, o Quadro 2-6 apresenta a evolução dos custos da energia eléctrica entre 2004 e 2006. Estes custos resultam da soma do encargo de potência, que remunera o investimento e a disponibilidade das centrais, com o encargo de energia que remunera, principalmente, a energia eléctrica produzida, bem como os serviços auxiliares, assim como, a partir de 2005, os custos relativos às licenças de CO₂, considerados pela REN.

Os encargos totais decresceram em torno de 14% entre 2005 e 2006, sendo que, relativamente à média, o decréscimo foi ligeiramente menos acentuado no caso da Turbogás e mais acentuado no caso da Tejo Energia.

Quadro 2-6 - Encargos com a aquisição de energia eléctrica estipulados nos CAE

(Preços correntes)

Unidade: 10⁶ EUR

	2004	2005 (1)	2006 (2)	Evolução [(2)-(1)]/(1)
EDP Produção (a)	1 193	1 431	1 233	-13,8%
Tejo Energia	249	233	197	-15,5%
Turbogás (b)	295	368	313	-15,0%
Total	1 737	2 031	1 743	-14,2%

Notas: Os custos aqui considerados incluem encargos com serviços auxiliares referidos nos CAE e os custos ou proveitos resultantes da gestão de licenças de emissões de CO₂, não estando deduzidos dos proveitos com energia eléctrica fornecida aos centros electroprodutores também contemplados nos CAE.

(a) Incluem direitos de superfície

(b) Incluem uma penalização contratual de 499 mil euros e o Acordo de Gestão de Consumo (AGC).

Fonte: REN

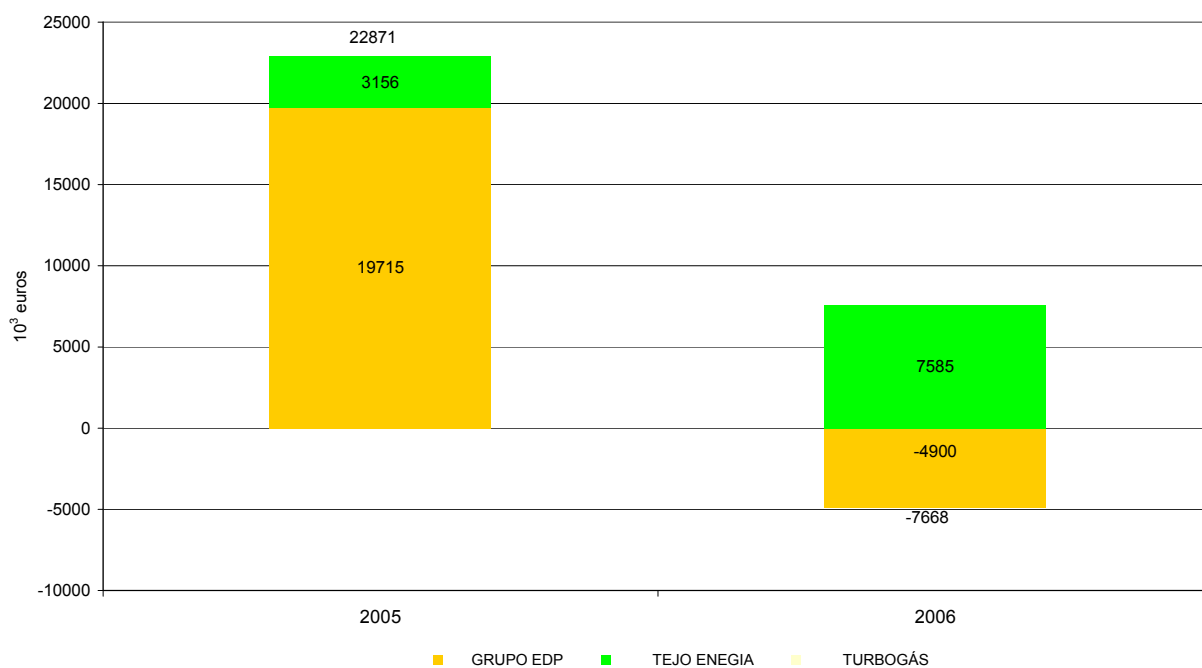
Desde 2005 que a REN gere as licenças de emissão de CO₂ atribuídas para o triénio 2005-2007 aos centros electroprodutores com CAE no âmbito do PNALE I⁵. Os custos ou proveitos decorrentes do saldo entre as emissões de CO₂ e as licenças de emissões atribuídas são integralmente transferidos para as tarifas. Em 2005, a REN contabilizou como custos decorrentes do valor em défice de licenças de

⁵ Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão de CO₂.

emissões de CO₂, 22,3 milhões de euros. Em 2006, a gestão das licenças de CO₂ gerou um proveito na ordem dos 7,7 milhões de euros, fruto da venda das licenças excedentárias.

A Figura 2-20 apresenta estes valores desagregados por empresa.

Figura 2-20 - Custos ou proveitos com licenças de emissão de CO₂



Fonte: REN

Os Quadro 2-7 e Quadro 2-8 complementam o Quadro 2-6, apresentando a evolução dos custos médios unitários decorrentes dos CAE, com e sem os efeitos das licenças de emissões de CO₂, entre 2004 e o primeiro semestre de 2007. Os valores relativos ao primeiro semestre de 2007 são apenas indicativos, não podendo ser comparados com os restantes valores anuais, tendo em conta que o *mix* de produção para um semestre é diferente do que se verifica no conjunto do ano, com os consequentes impactes nos custos médios unitários.

Quadro 2-7 - Custos médios dos CAE com licenças de CO₂

(Preços correntes)

Unidade: €/MWh

	2004	2005 (1)	2006 (2)	Jan-Jun 2007	Evolução [(2)-(1)]/(1)
EDP Produção (a)	58,04	75,61	58,83	58,25	-22,2%
Tejo Energia	56,28	49,47	44,85	53,10	-9,3%
Turbogás (b)	47,88	58,40	76,75	70,00	31,4%
Conjunto centrais com CAE	55,78	67,88	59,23	59,39	-12,7%

Notas: Os custos aqui considerados incluem encargos com serviços auxiliares referidos nos CAE e os custos ou proveitos resultantes da gestão de licenças de emissões de CO₂, não estando deduzidos dos proveitos com energia eléctrica fornecida aos centros electroprodutores também contemplados nos CAE.

(a) Incluem direitos de superfície

(b) Incluem uma penalização contratual anual de 499 mil euros e o Acordo de Gestão de Consumos (AGC).

Fonte: REN

Quadro 2-8 - Custos médios dos CAE sem licenças de CO₂

(Preços correntes)

Unidade: €/MWh

	2004	2005 (1)	2006 (2)	Jan-Jun 2007	Evolução [(2)-(1)]/(1)
EDP Produção (a)	58,04	74,57	59,07	58,17	-20,8%
Tejo Energia	56,28	48,80	43,12	53,42	-11,6%
Turbogás (b)	47,88	58,40	79,29	68,36	35,8%
Conjunto centrais com CAE	55,78	67,12	59,49	59,12	-11,4%

Notas: Os custos aqui considerados incluem encargos com serviços auxiliares referidos nos CAE e os custos ou proveitos resultantes da gestão de licenças de emissões de CO₂, não estando deduzidos dos proveitos com energia eléctrica fornecida aos centros electroprodutores também contemplados nos CAE.

(a) Incluem direitos de superfície

(b) Incluem uma penalização contratual anual de 499 mil euros e o Acordo de gestão de Consumos (AGC).

Fonte: REN

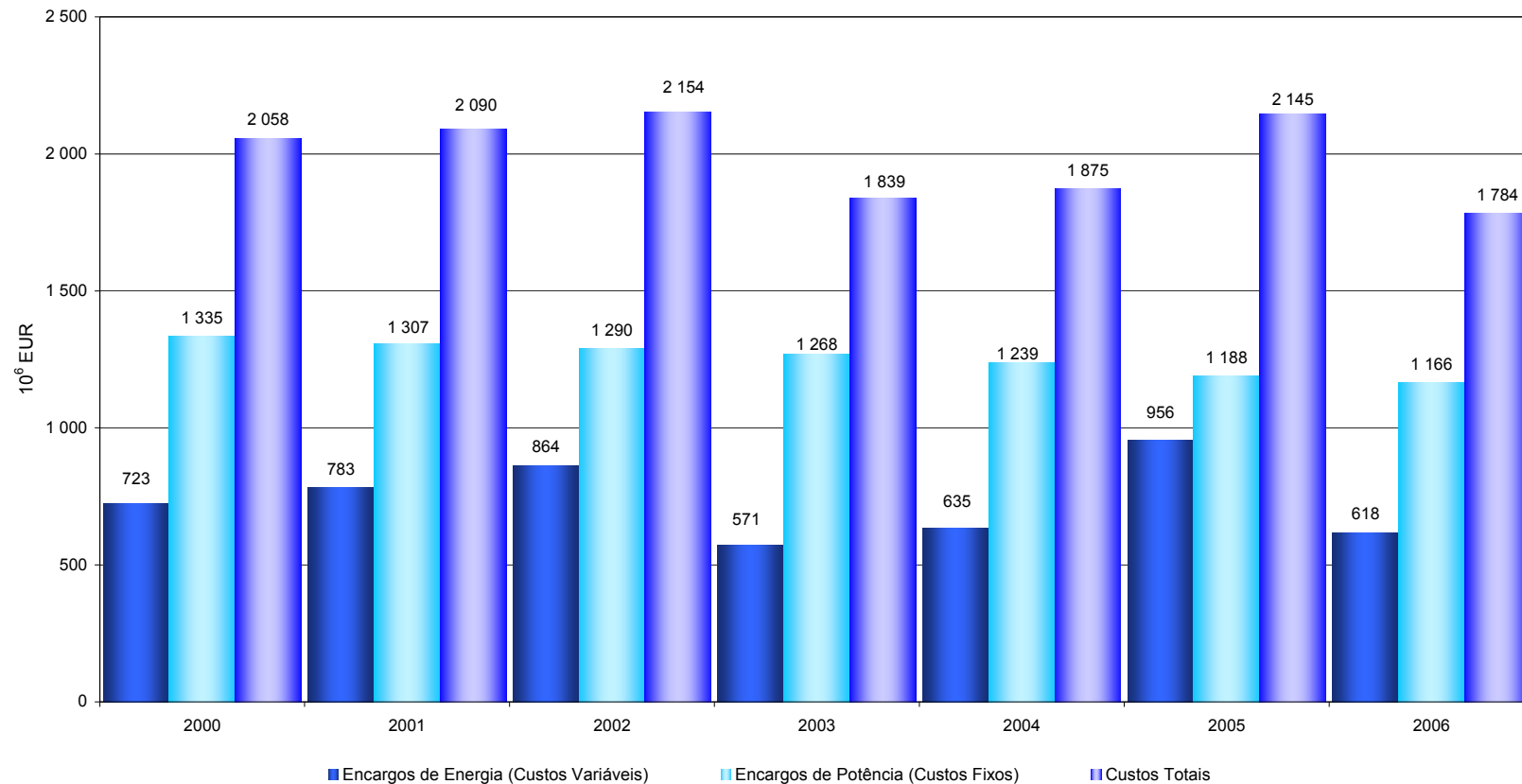
A energia eléctrica considerada para cálculo destes custos médios unitários é a energia eléctrica emitida para a rede de transporte pelos centros electroprodutores de cada uma das empresas.

Verifica-se que os custos médios unitários da energia eléctrica adquirida às centrais com CAE em 2006 são inferiores ao verificado em 2005 em 11,4%. Contudo, registe-se que no caso da Turbogás, os custos médios são em 2005 superiores ao verificado em 2006 em 35,8%.

Este incremento, já verificado em 2005, conduz a Turbogás a passar de uma situação em que apresentava custos médios de aquisição de energia eléctrica inferiores aos custos médios do conjunto das centrais com CAE, em 2004, para uma situação em que os seus custos médios são superiores ao do conjunto das centrais com CAE em cerca de 30% (com licenças de CO₂).

Os valores verificados a preços constantes evidenciam a tendência de decréscimo dos encargos totais em 2006. A Figura 2-21 mostra um decréscimo ligeiro e contínuo do encargo de potência nesse período e uma evolução irregular do encargo de energia, que decresce fortemente entre 2005 e 2006. O facto do encargo de potência respeitar à remuneração do activo líquido explica este decréscimo. No que concerne ao encargo de energia, a sua volatilidade deve-se principalmente à evolução dos custos dos combustíveis e às afluências hidrológicas.

Figura 2-21 - Custos de aquisição de energia eléctrica com os CAE
(Preços constantes de 2007)



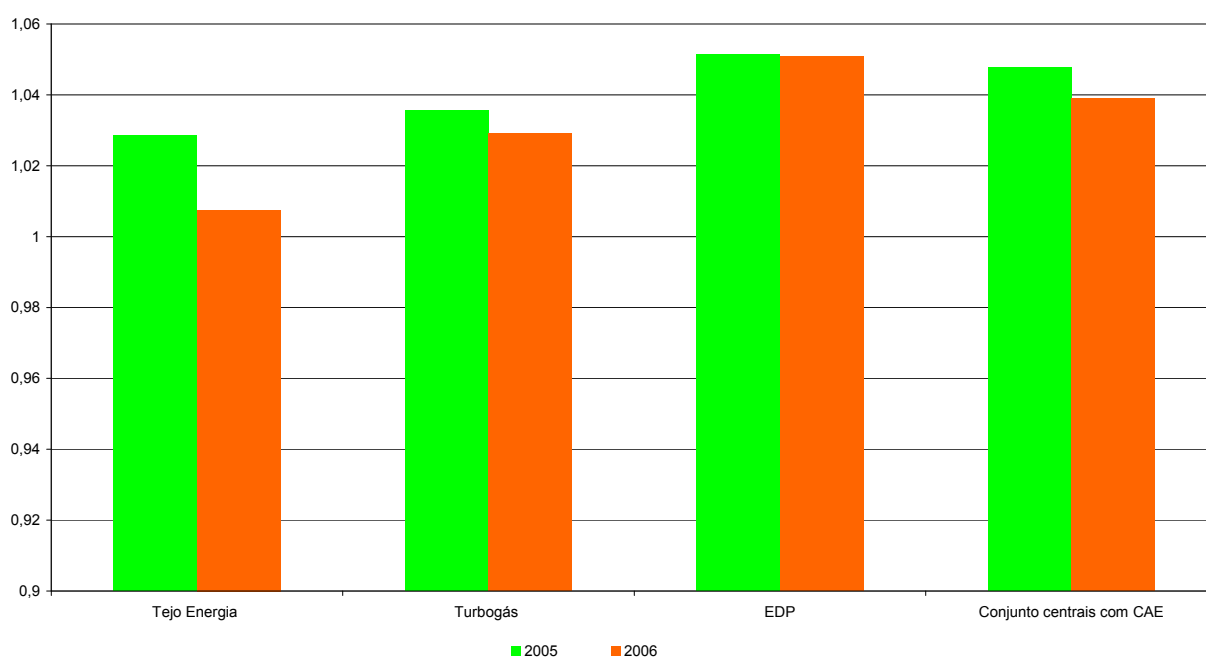
Notas: Os custos aqui considerados incluem encargos com serviços auxiliares referidos nos CAE e os custos ou proveitos resultantes da gestão de licenças de emissões de CO₂, não estando deduzidos dos proveitos com energia eléctrica fornecida aos centros electroprodutores também contemplados nos CAE. No caso da Turbogás, incluem o Acordo de Gestão de Consumo e a dedução de 499 mil euros de penalidades contratuais. Incluem igualmente s direitos de superfície.

Fonte: REN

Dado o número de variáveis com impacto na evolução dos custos de aquisição de energia eléctrica que decorre dos CAE, importa analisar separadamente as suas duas principais componentes: o encargo de potência e o encargo de energia.

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. A Figura 2-22 mostra que entre 2005 e 2006 este factor pouco evolui, tendo diminuído muito ligeiramente nestes dois anos.

Figura 2-22 - Evolução da disponibilidade média ponderada



Para além da disponibilidade dos centros electroprodutores e do ritmo de amortização dos activos, a evolução do encargo de potência depende do comportamento das diferentes variáveis monetárias às quais o investimento a remunerar está indexado. No Quadro 2-9 apresentam-se os valores médios verificados em 2005 e em 2006 de algumas variáveis monetárias às quais está indexado o encargo de potência.

Quadro 2-9 - Principais variáveis monetárias utilizadas no Encargo de Potência

	Verificado em 2005	Verificado em 2006
Taxa de Inflação Portugal (a)	2,10%	3,00%
Taxa de Inflação U.E. (b)	2,20%	2,20%
Taxas de juro curto prazo (c)	2,19%	3,08%

Notas: (a) IHPC média nacional do ano, dados INE (b) IHPC zona Euro média do ano, dados Eurostat; (c) Média anual das taxas de juro de curto prazo, zona Euro, dados OCDE

O Quadro 2-9 mostra que de uma forma global se verificou um agravamento do valor das variáveis monetárias, nomeadamente no que diz respeito à taxa de inflação em Portugal e às taxas de juro de curto prazo. Esta última variável é aplicada nos casos dos encargos de potência da Tejo Energia e da Turbogás.

No Quadro 2-10 comparam-se os valores do encargo de potência ocorridos entre 2004 e 2006.

Quadro 2-10 - Encargo de Potência

(Preços correntes)

Unidade: 10³ EUR

	2004	2005 (1)	2006 (2)	Evolução [(2)-(1)]/(1)
EDP Produção (a)	892 032	916 324	934 720	2,01%
Tejo Energia	154 425	105 881	96 495	-8,86%
Turbogás (b)	102 097	103 412	107 341	3,80%
Total	1 148 554	1 125 617	1 138 556	1,15%

Nota: (a) Inclui encargos com direitos de superfície (b) Anualmente, estão deduzidos 499 mil euros referentes a penalidades contratuais.

Fonte: REN

Observa-se um crescimento de 1,15% do valor do encargo de potência entre 2005 e 2006. Este crescimento dever-se-á ao incremento das variáveis monetárias às quais estão indexadas os encargos de potência dos CAE. Em sentido contrário evolui o encargo de potência da Tejo Energia. O importante decréscimo do encargo de potência da Tejo Energia deve-se à diminuição da base de remuneração do encargo fixo do CAE da Tejo Energia, contemplado neste CAE a partir de Abril de 2005, cujo efeito na sua totalidade só se verifica a partir de 2006.

A outra componente dos custos totais, o encargo de energia, depende essencialmente de duas variáveis: o preço dos combustíveis e a emissão de energia eléctrica das centrais termoeléctricas.

Em relação ao preço dos combustíveis, o Quadro 2-11 apresenta os valores ocorridos entre 2004 e 2006 do custo unitário dos combustíveis consumidos nos principais centros produtores termoeléctricos.

Quadro 2-11 - Custo dos combustíveis consumidos nos principais centros produtores termoeléctricos
(Preços correntes)

		2004	2005 (1)	2006 (2)	Jan-Jun 2007 (3)	Evolução [(2)-(1)]/(1)	Evolução [(3)-(2)]/(2)
Fuelóleo							
Setúbal	€/t	152,7	215,8	270,9	231,4	26%	-14,6%
Gás Natural							
Turbogás	€/10 ³ m ³	186,2	235,9	289,4	268,9	23%	-7,1%
Carvão							
Tejo Energia	€/tec	63,8	76,7	58,3	74,8	-24%	28,3%
Sines	€/tec	62,0	65,5	54,7	62,7	-17%	14,8%

Fonte: REN

Nota: para o carvão em 2006 supôs-se 1t=0,929 tec

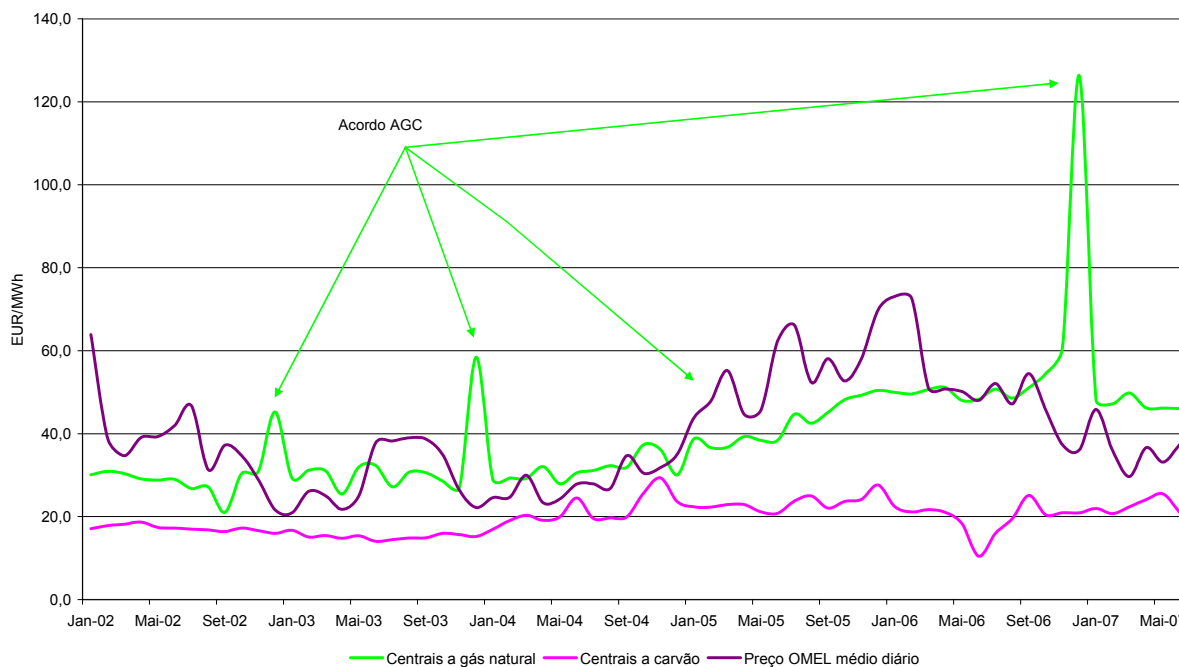
Registe-se o forte aumento do custo unitário do fuelóleo em Setúbal entre 2006 e 2005, de cerca de 26%. No que concerne ao carvão, observa-se que o seu custo unitário diminuiu em 2006, para se situar a um nível inferior ao verificado em 2004. No primeiro semestre de 2007, estas tendências invertem-se sendo que os custos dos combustíveis relacionados com o preço do petróleo, fuelóleo e gás natural, diminuem e o custo do carvão aumenta.

Por seu lado, o preço do gás natural segue o preço do fuelóleo, crescendo fortemente durante o período em análise.

Na nova organização do sector eléctrico nacional, as centrais que mantêm os CAE, assim como as centrais que cessam os seus CAE, poderão ter a energia emitida negociada nos mercados diários. Neste novo contexto, a energia deverá ser transaccionada a um preço de mercado que no mínimo cubra os custos variáveis. Os custos variáveis das centrais com CAE correspondem ao seu encargo de energia unitário.

A Figura 2-23 apresenta a evolução do encargo de energia mensal por unidade de energia eléctrica emitida das centrais com CAE de ciclo combinado a gás natural e das centrais a carvão, comparando-o com o preço médio mensal do mercado diário da OMEL.

Figura 2-23 - Custo variável mensal da energia eléctrica emitida das centrais a gás natural e a carvão com CAE e preço médio do mercado diário da OMEL
(Preços correntes)



Nota: Não inclui licenças de emissão de CO₂

Fonte: REN

Observa-se que de um modo geral as centrais a gás natural com CAE têm apresentado um encargo variável igual ou inferior ao preço médio de mercado. Exceptuam-se os meses em que foram efectuados pagamentos à Transgás, no âmbito do Acordo de Gestão do Consumo⁶. Excluindo estes pagamentos, o encargo de energia unitário das centrais que consomem gás natural ter-se-ia situado em torno de 30 €/MWh entre 2002 e 2004, tendo aumentado para cerca de 50 €/MWh entre o início de 2005 e o primeiro semestre de 2007.

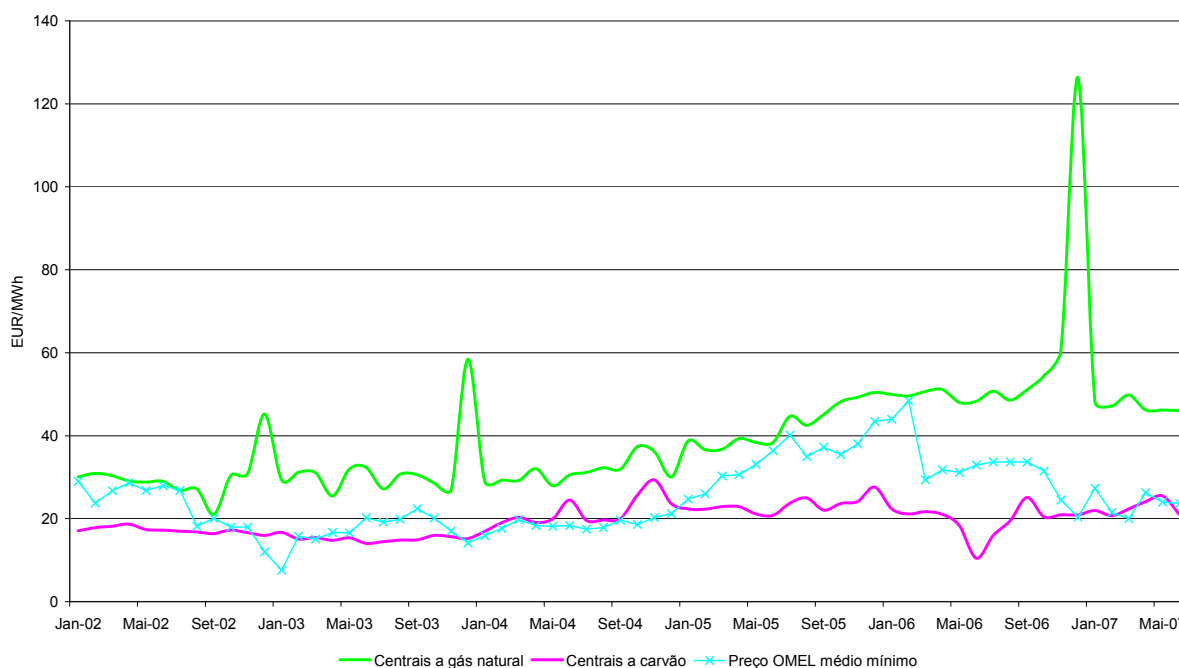
No caso das centrais a carvão, os seus custos variáveis têm-se mantido relativamente estáveis entre 20 €/MWh e 25 €/MWh desde 2004, muito abaixo do preço médio de mercado que entre 2004 e 2006, aumentou de valores em torno de 30 €/MWh, para valores acima dos 50 €/MWh. Registe-se a diminuição no preço de mercado ocorrida a partir do final de 2006.

A Figura 2-24 mostra que os custos variáveis de produção das centrais a carvão são igualmente inferiores aos preços médios mínimos do mercado diário praticado pela OMEL desde 2005, tornando

⁶ Este é um acordo assinado entre a Transgás e a REN, em que esta última é obrigada a despachar centrais com CAE tendo em conta quantidades contratuais e preços predefinidos que garantem uma determinada remuneração dos capitais próprios da Transgás.

economicamente viável o funcionamento destas centrais a tempo inteiro, caso estas centrais tivessem exercido a sua actividade em regime de mercado.

Figura 2-24 - Custo variável mensal da energia eléctrica emitida das centrais de ciclo combinado a gás natural e a carvão com CAE e preço médio mínimo do mercado diário da OMEL
(Preços correntes)

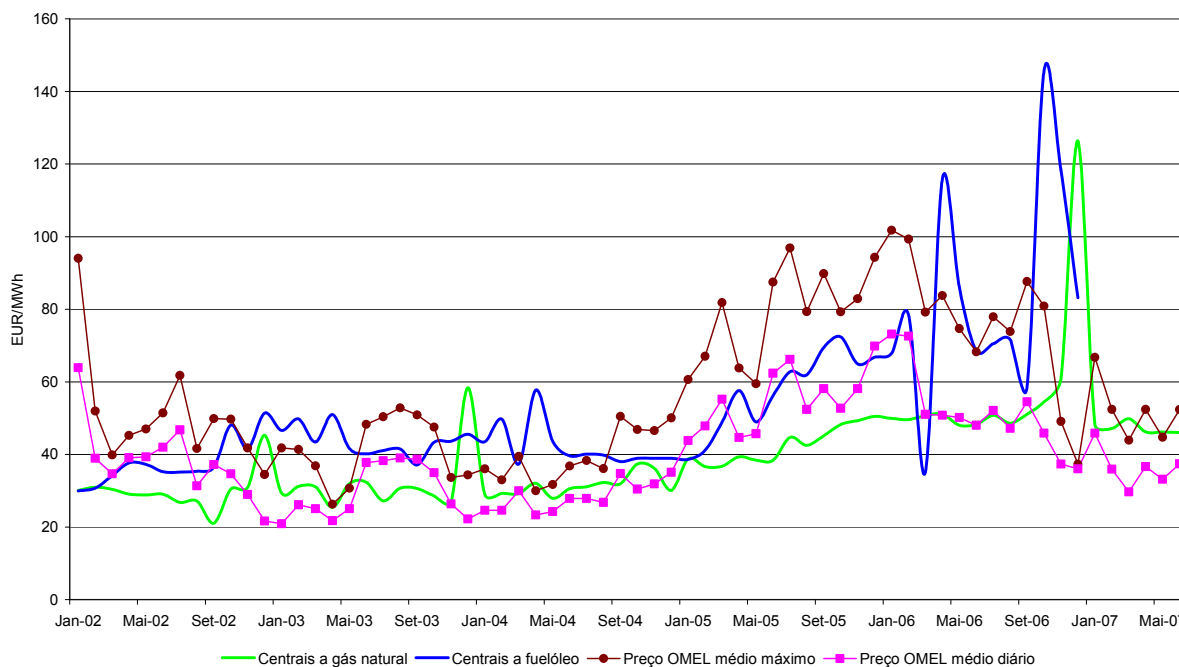


Nota: Não inclui licenças de emissão de CO₂

Fonte: REN

A Figura 2-25 mostra que, por seu lado, as centrais a fuelóleo com CAE apresentam custos variáveis superiores ao preço de mercado, tendo sido em certos momentos igualmente superiores aos preços médios máximos. A volatilidade observada nos custos variáveis destes centrais decorre dos acertos de contas, cujos efeitos são importantes tendo em conta que poucas quantidades têm sido emitidas por estas centrais.

Figura 2-25 - Custo variável unitário mensal da energia eléctrica emitida das centrais a gás natural e a fuelóleo com CAE e preço médio e máximo do mercado diário da OMEL
(Preços correntes)



Nota: Não inclui licenças de emissão de CO₂

Fonte: REN

Outro factor que pesa nos encargos de energia decorre da evolução da produção das centrais térmicas, muito dependente da variabilidade das afluências hidrológicas, e do seu mix de produção.

A variabilidade das afluências hidrológicas tem um peso importante nos custos de produção do sistema eléctrico. A Figura 2-26 mostra que de um modo geral o preço do mercado diário tem evoluído em Espanha de uma forma inversa ao da produção das centrais hídricas.

Figura 2-26 - Evolução do preço médio diário na OMEL face à produção das centrais hídricas em Espanha.



Nota: Não inclui licenças de emissão de CO₂

Fonte: REN

A existência do mecanismo de correcção de hidraulicidade em Portugal tem permitido que as afluências hidrológicas não tenham o mesmo efeito nos custos da energia eléctrica em Portugal. Contudo, a variação no mix de produção entre as diferentes tecnologias tem um peso importante.

O Quadro 2-12 apresenta os valores da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas com CAE ocorridas entre 2004 e 2006. Verifica-se uma forte diminuição na energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas entre 2005 e 2006, de cerca de 5 750 GWh. As centrais a fuelóleo e, em menor grau as centrais de ciclo combinado a gás natural, contribuíram fortemente para esta tendência.

Quadro 2-12 - Energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas

Unidade:GWh

	2004	2005 (1)	2006 (2)	Evolução [(2)-(1)]/(1)
Carregado	338	1 185	239	-80%
Setúbal	1 651	3 557	1 235	-65%
Sines	9 536	9 536	9 694	2%
Restantes centrais térmicas CPPE	205	236	146	-38%
Total EDP Produção	11 730	14 515	11 314	-22%
Tejo Energia	4 422	4 701	4 376	-7%
Turbogás	6 153	6 287	4 060	-35%
Total	22 305	25 503	19 750	-23%

Nota: Energia emitida líquida da energia eléctrica fornecida pela REN às centrais.

Fonte: REN

A diminuição da energia eléctrica emitida pelas centrais térmicas reflecte-se, obviamente, no encargo de energia. Os Quadro 2-13 e Quadro 2-14 apresentam os valores verificados do encargo de energia com licenças de CO₂ e sem licenças de CO₂, respectivamente.

Quadro 2-13 - Encargo de Energia com licenças de CO₂

(Preços correntes)

Unidade: 10³ euros

	2004	2005 (1)	2006 (2)	Evolução [(2)-(1)]/(1)
EDP Produção	301 200	514 523	298 619	-42%
Tejo Energia	94 759	126 810	100 062	-21%
Turbogás	192 850	264 322	205 318	-22%
Total	588 809	905 655	603 999	-33%

Notas: Os custos aqui considerados incluem encargos com serviços auxiliares referidos nos CAE e os custos ou proveitos resultantes da gestão de licenças de emissões de CO₂, não estando deduzidos dos proveitos com energia eléctrica fornecida aos centros electroprodutores também contemplados nos CAE. No caso da Turbogás, incluem o Acordo de Gestão de Consumo.

Fonte: REN

Quadro 2-14 - Encargo de Energia sem licenças de CO₂
(Preços correntes)

Unidade: 10³ euros

	2004	2005 (1)	2006 (2)	Evolução [(2)-(1)]/(1)
EDP Produção	301 200	494 808	303 519	-39%
Tejo Energia	94 759	123 654	92 477	-25%
Turbogás	192 850	264 322	215 671	-18%
Total	588 809	882 784	611 667	-31%

Notas: Os custos aqui considerados incluem encargos com serviços auxiliares referidos nos CAE, não estando deduzidos dos proveitos com energia eléctrica fornecida aos centros electroprodutores também contemplados nos CAE. No caso da Turbogás, incluem o Acordo de Gestão de Consumo.

Fonte: REN

No Quadro 2-15, os valores do encargo de energia estão corrigidos da hidraulicidade, isto é, o encargo de energia não mais está influenciado pelas flutuações verificadas nas afluências hidrológicas. Assim, anulados os efeitos decorrentes de 2005 ter sido um ano mais seco do que o normal, observa-se que o decréscimo entre 2005 e 2006 do encargo de energia, quando corrigido da hidraulicidade, é substancialmente menor do que o registado no Quadro 2-14.

Quadro 2-15 - Encargo de Energia corrigido da hidraulicidade sem licenças de CO₂
(Preços correntes)

Unidade: 10³ EUR

	2004	2005 (1)	2006 (2)	Evolução [(2)-(1)]/(1)
Encargo de Energia líquido da correcção de hidraulicidade	556 192	682 565	636 773	-7%

Notas: Os custos aqui considerados incluem encargos com serviços auxiliares referidos nos CAE e não estão deduzidos dos proveitos com energia eléctrica fornecida aos centros electroprodutores também contemplados nos CAE. No caso da Turbogás, incluem o Acordo de Gestão de Consumo.

Fonte: REN

O Quadro 2-16 apresenta os encargos de energia por unidade de energia eléctrica emitida pelas centrais com CAE entre 2004 e 2006. Em 2006, o encargo de energia unitário diminuiu face a 2005 cerca de 14% e 10,5%, caso se considere ou não as licenças de CO₂. Esta diminuição foi mais pronunciada nas centrais da EDP Produção, que agregam os efeitos decorrentes da alteração do mix para centrais com custos menos elevados e decorrentes da diminuição do custo do carvão. Registe-se ainda o acréscimo do encargo de energia unitário observado pela Turbogás. Para o conjunto das centrais esta tendência manteve-se no primeiro semestre de 2007, resultado, no entanto, de comportamentos opostos verificados pela Tejo Energia e pela Turbogás face ao registado em 2006: enquanto que a Tejo Energia viu o seu encargo de energia aumentar em virtude do acréscimo do custo de aquisição do carvão, como já se referiu, a Turbogás observou uma diminuição do seu encargo de energia unitário.

Quadro 2-16 - Encargo de Energia (centrais térmicas) por unidade de energia eléctrica emitida sem licenças de CO₂
(Preços correntes)

Unidade: €/MWh

	2004	2005 (1)	2006 (2)	Jan-Jun 2007 (3)	Evolução [(2)-(1)]/(1)	Evolução [(3)-(2)]/(2)
EDP Produção	25,68	34,09	26,83	15,90	-21,3%	-40,7%
Tejo Energia	21,43	26,30	21,13	24,38	-19,7%	15,4%
Turbogás	31,34	42,04	53,12	44,56	26,4%	-16,1%
Conjunto centrais CAE	26,40	34,62	30,97	21,15	-10,5%	-31,7%

Notas: Os valores dizem respeito a energia eléctrica emitida. Os encargos aqui considerados incluem os serviços auxiliares referidos nos CAE. Não estão deduzidos dos proveitos com energia eléctrica fornecida aos centros electroprodutores também contemplados nos CAE. No caso da Turbogás incluem o Acordo de gestão de Consumo.

Fonte: REN

Quadro 2-17 - Encargo de Energia (centrais térmicas) por unidade de energia eléctrica emitida com licenças de CO₂
(Preços correntes)

Unidade: €/MWh

	2004	2005 (1)	2006 (2)	Jan-Jun 2007 (3)	Evolução [(2)-(1)]/(1)	Evolução [(3)-(2)]/(2)
EDP Produção	25,68	35,45	26,39	15,90	-25,5%	-39,7%
Tejo Energia	21,43	26,97	22,87	23,88	-15,2%	4,4%
Turbogás	31,34	42,04	50,57	44,82	20,3%	-11,4%
Conjunto centrais CAE	26,40	35,51	30,58	20,89	-13,9%	-31,7%

Notas: Os valores dizem respeito a energia eléctrica emitida. Incluem os custos ou proveitos resultantes da gestão de licenças de emissões de CO₂. Os encargos aqui considerados incluem os serviços auxiliares referidos nos CAE. Não estão deduzidos dos proveitos com energia eléctrica fornecida aos centros electroprodutores também contemplados nos CAE. No caso da Turbogás incluem o Acordo de gestão de Consumo.

Fonte: REN

AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA NO ESTRANGEIRO E A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

Com a cessação dos CAE da EDP Produção, como referido anteriormente, o Comercializador de Último Recurso passa a adquirir directamente a energia eléctrica consumida pelos seus clientes, além da obrigação que sobre ele já recaía de adquirir a energia eléctrica produzida pelos produtores em regime especial (PRE), nos termos definidos no decreto-lei n.º172/2006, de 23 de Agosto.

Contudo, até essa data, para além da energia adquirida aos produtores com CAE, também competia á REN adquirir energia eléctrica proveniente de outras fontes de abastecimento (no estrangeiro e a produtores não vinculados), devendo igualmente adquirir a energia eléctrica produzida pelos produtores em regime especial (PRE).

A energia eléctrica adquirida à PRE tem aumentado de importância no conjunto da energia eléctrica consumida pelos clientes do CUR.

O Quadro 2-18 ilustra este facto. Este quadro apresenta a evolução entre 2004 e 2006 da energia eléctrica adquirida pela REN, por origem, para abastecimento dos clientes do CUR, assim como a energia eléctrica para consumo no mercado.

Quadro 2-18 - Energia eléctrica para consumo dos clientes do Comercializador de Último Recurso referido à emissão

Unidade:GWh

	2004	2005 (1)	2006 (2)	Evolução [(2)-(1)]/(1)
Energia eléctrica emitida térmica (a)	22 305	25 503	19 750	-23%
Energia eléctrica emitida hídrica líquida de bombagem (a)	8 334	3 748	8 954	139%
Produção em regime especial e EDIA	4 586	6 614	8 810	33%
Importações - Exportações de energia eléctrica para consumo dos clientes do Comercializador de Último Recurso	526	1 396	1 603	15%
Parcela Livre	2 934	903	2 462	173%
Produtores em regime de mercado	3 828	5 263	6 244	19%
Aquisição de energia eléctrica para consumo dos clientes no mercado referido à emissão	7 238	10 528	7 450	-29%
Aquisição de energia eléctrica para consumo dos clientes do Comercializador de Último Recurso referido à emissão	38 262	37 418	41 727	12%

Nota: (a) Energia eléctrica líquida da energia eléctrica fornecida pela REN às centrais.

Fonte: REN

Em 2006, a energia eléctrica consumida pelos clientes em regime de mercado diminuiu 29% face a 2005. Em sentido oposto, a energia eléctrica consumida pelos clientes do CUR aumentou 12%, evidenciando uma clara transferência de consumo do sistema de mercado para o sistema regulado.

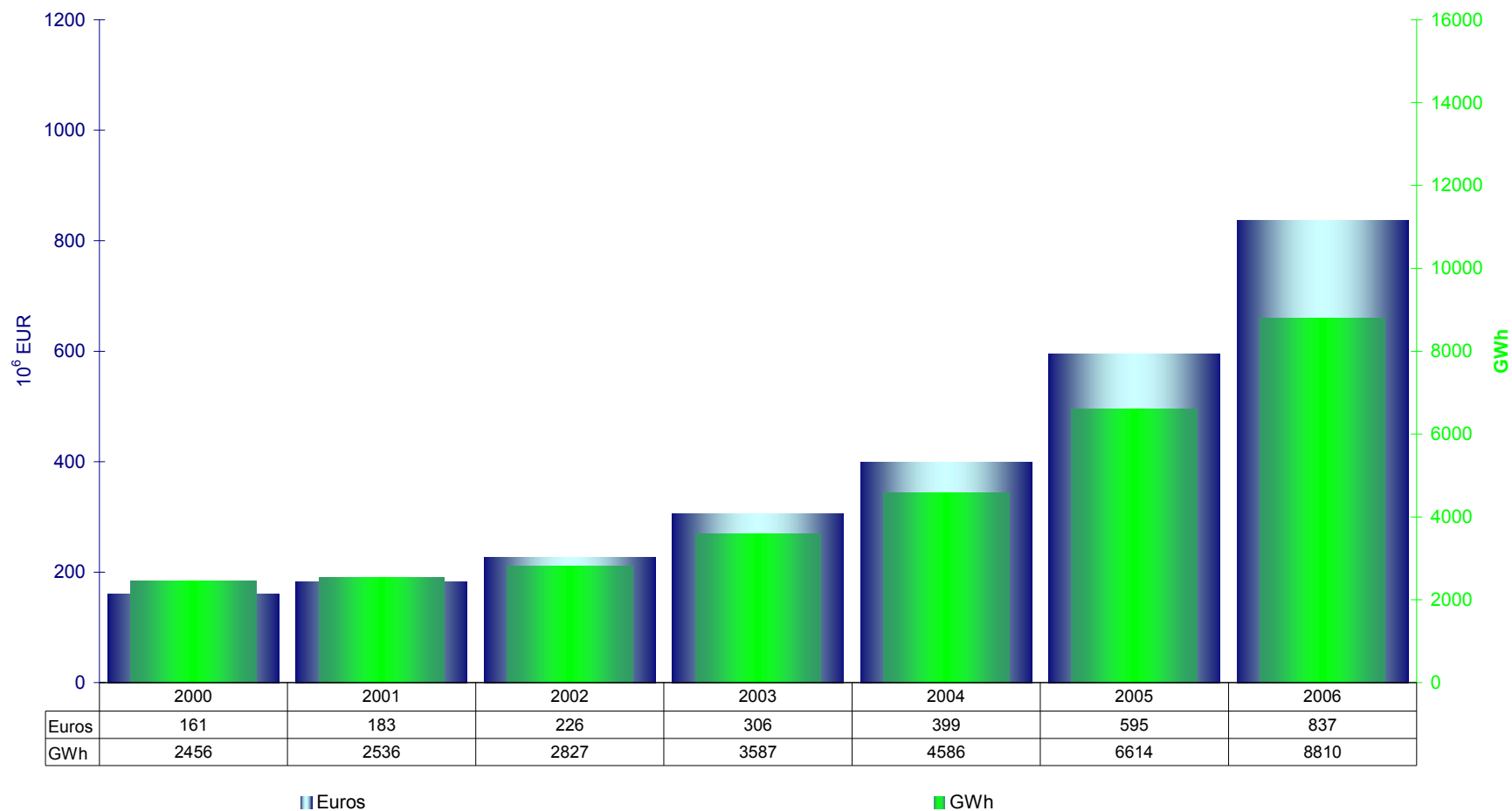
O aumento do consumo dos clientes do CUR foi principalmente satisfeito pelo aumento na energia emitida pela PRE e pelo aumento substancial da parcela livre.

A Figura 2-27 mostra como a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial tem aumentado significativamente. Observa-se igualmente nesta figura que o custo da aquisição aos produtores em regime especial cresceu com mais intensidade do que a respectiva energia eléctrica adquirida a estes produtores, isto é, o seu custo unitário aumentou de uma forma contínua entre 2000 e 2006. O crescimento médio anual do custo unitário de aquisição de energia eléctrica à PRE foi de cerca de 6,5% entre 2000 e 2006.

Desde 2004, a energia eléctrica emitida pela central do Alqueva (EDIA) é obrigatoriamente adquirida pela REN. Até 2005, *inclusive*, essa energia foi paga pela REN à EDIA a um preço preestabelecido, tendo sido conferido a este aproveitamento um estatuto próximo do de um produtor em regime especial.

A partir de 2006, o anterior regime foi revogado, não tendo ainda sido publicado o quadro legal da remuneração da energia eléctrica produzida pela EDIA. Contudo, a REN mantém para 2006 o tipo de remuneração aplicado em 2004 e em 2005.

Figura 2-27 - Aquisições a Produtores em Regime Especial e a EDIA
(Preços constantes de 2007)

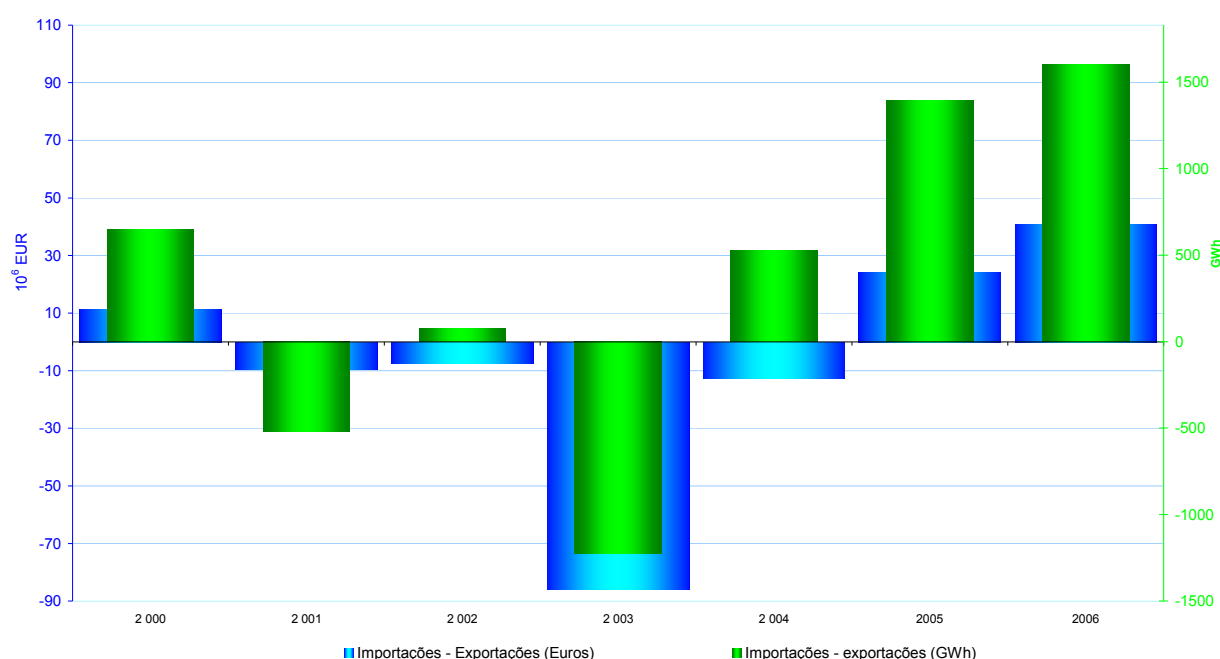


Nota: Os valores dos PRE incluem a EDIA a partir de 2004

Fonte: REN, INE

A Figura 2-28 apresenta o valor de energia eléctrica adquirida e vendida pela REN através das interligações com Espanha, contabilizada como saldo importador (aquisição de energia eléctrica para consumos dos clientes do Comercializador de Último Recurso menos venda de energia eléctrica produzida por centrais com CAE) verificado entre 2000 e 2006⁷. Os saldos importadores de energia eléctrica reflectem principalmente as oportunidades de trocas comerciais com o mercado espanhol.

Figura 2-28 - Importação - Exportação de energia eléctrica dos clientes do Comercializador de Último Recurso
(Preços constantes de 2007)



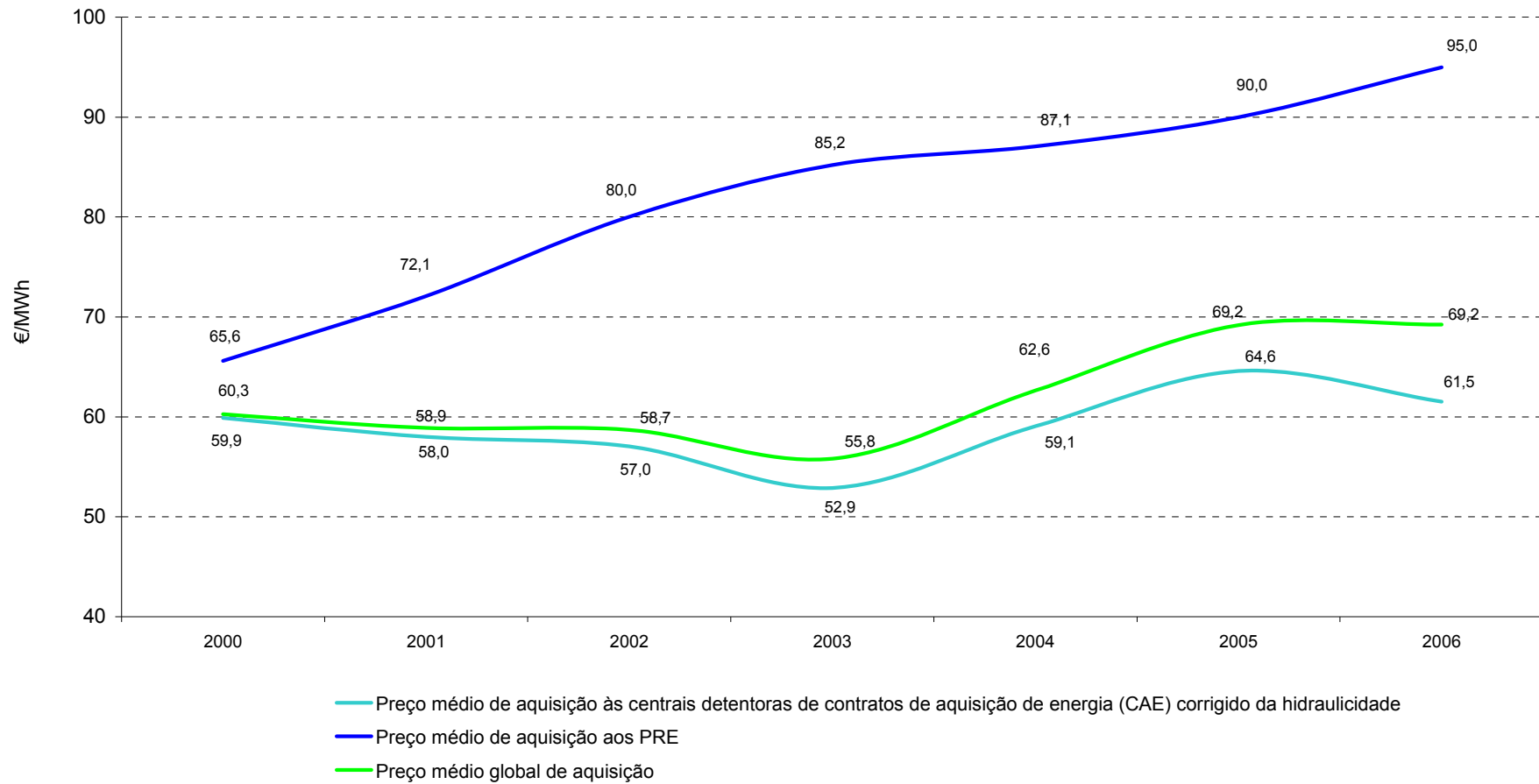
Fonte: REN

A Figura 2-29 sintetiza parte do referido anteriormente ao apresentar a evolução ocorrida do preço médio⁸ da energia eléctrica adquirida pela REN aos PRE e às centrais com CAE a preços constantes de 2006, bem como a evolução das parcelas que compõem este preço. As séries não são prolongadas até ao primeiro semestre de 2007, porque, a partir de 31 de Dezembro de 2006, a REN parou de adquirir energia eléctrica à PRE, tendo esta obrigação sido passada para o CUR, no âmbito da sua actividade de compra e venda de energia eléctrica, de acordo com o disposto no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

⁷ Esta figura não inclui os valores dos ganhos comerciais da REN.

⁸ Este preço é calculado com base no valor das aquisições de energia eléctrica às centrais de produção de energia eléctrica detentoras de CAE corrigidas da hidraulicidade e à PRE.

Figura 2-29 - Preço Médio Unitário de Aquisição de Energia Eléctrica pela REN à PRE e às centrais com CAE
(Preços constantes de 2007)



Fonte: REN

Registou-se um forte aumento entre 2003 e 2006 de cerca de 13 €/MWh. Salienta-se, igualmente, a tendência de afastamento progressiva do preço médio de aquisição de energia eléctrica em relação ao preço médio de aquisição às centrais com CAE. Esta tendência é provocada pela conjugação do aumento do preço médio de aquisição aos PRE, com o aumento do peso da energia eléctrica adquirida às centrais de produção de energia eléctrica em regime especial no conjunto da energia eléctrica adquirida pela REN.

2.2.2.2 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA DO AGENTE COMERCIAL

Com o fim da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, o CUR passa a responsabilizar-se pela aquisição de toda a energia eléctrica consumida pelos seus clientes, restando à REN a função de gestor dos CAE remanescentes, celebrados com a Turbogás e com a Tejo Energia. Assim, a REN enquanto agente comercial exerce a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, isto é, adquire a energia eléctrica produzida pelas centrais com CAE e revende-a em ambiente de mercado. A diferença entre os custos, definidos nos CAE, e as receitas da venda desta energia eléctrica corresponde ao sobrecusto CAE. Este sobrecusto é recuperado através da tarifa UGS aplicada pelo Operador da Rede de Transporte.

O Quadro 2-19 apresenta os sobrecustos com os CAE previsto de 42,4 milhões de euros para o segundo semestre de 2007 e de 82,2 milhões de euros para 2008.

Quadro 2-19 - Sobrecusto total

(Preços correntes)

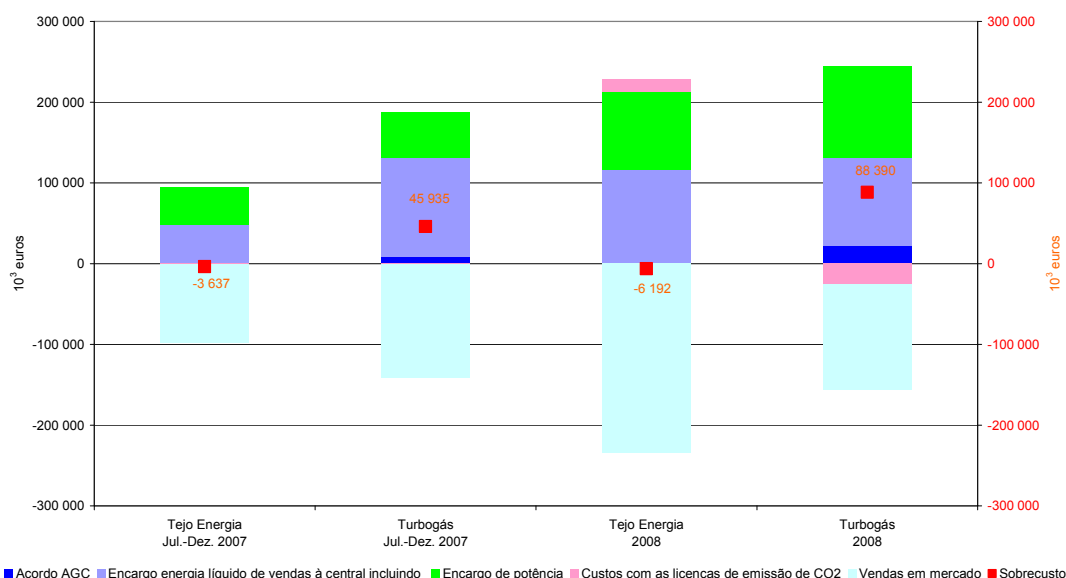
Unidade: 10³ euros

	Jul.-Dez. 2007	2008 REN
Encargo energia líquido de vendas à central e incluindo acordo AGC (1)	179 317	247 382
Encargo de potência (2)	102 841	209 376
Custos com as licenças de emissão de CO2 (3)	-1 132	-9 404
Vendas em mercado (4)	-238 728	-365 156
Sobrecusto (5)=(1)+(2)+(3)+(4)	42 298	82 198

A Figura 2-30 desagrega pelas suas diferentes componentes as previsões do sobrecusto para os dois CAE remanescentes.

Figura 2-30 - Sobrecusto desagregado por CAE

(Preços correntes)



Observa-se que a quase totalidade do sobrecusto deve-se à central da Turbogás, sendo que, no caso da central da Tejo Energia, o sobrecusto é negativo. No caso da Turbogás, observa-se igualmente que o encargo de energia, que, de um modo geral, corresponde aos encargos variáveis, é quase igual às receitas resultantes da venda de energia eléctrica no mercado. Deste modo, a REN prevê que as receitas da venda de energia eléctrica da Turbogás não devem compensar os encargos fixos.

De seguida são analisadas as previsões da REN para os custos com a energia eléctrica adquirida às centrais da Turbogás e da Tejo Energia.

Quadro 2-20 - Custos com a aquisição de energia eléctrica às centrais pertencentes à Turbogás e à Tejo Energia

(Preços correntes)

Unidade: 10⁶ EUR

	2004	2005	2006 (1)	2007 (2)	2008 (3)	Evolução [(2)-(1)]/(1)	Evolução [(3)-(2)]/(2)
Tejo Energia	249,2	232,7	189,5	187,4	228,7	-1,1%	22,1%
Turbogás (a)	294,9	371,4	318,9	342,0	220,3	7,3%	-35,6%
Total	544,1	604,0	508,4	529,4	449,0	4,1%	-15,2%

Notas: Os custos aqui considerados incluem encargos com arranques referidos nos CAE e os custos ou proveitos resultantes da gestão de licenças de emissões de CO₂, não estando deduzidos dos proveitos com energia eléctrica fornecida aos centros electroprodutores também contemplados nos CAE.

(a) Incluem uma penalização contratual de 499 mil euros e o Acordo de Gestão de Consumo (AGC).

Fonte: REN

Observa-se que, no conjunto, prevê-se que os custos com as centrais com CAE diminuem entre 2006 e 2008, devendo-se este facto à forte diminuição dos custos com a Turbogás que supera o incremento dos custos com a central da Tejo Energia.

Contudo, em termos unitários os custos com as duas centrais com CAE aumentam entre 2006 e 2008, sendo esta tendência mais acentuada no caso da Turbogás. O Quadro 2-21 e o Quadro 2-22 ilustram este facto.

Quadro 2-21 - Custos médios dos CAE com licenças de CO₂

(Preços correntes)

Unidade: €/MWh

	2004	2005	2006 (1)	2007 (2)	2008 (3)	Evolução [(2)-(1)]/(1)	Evolução [(3)-(2)]/(2)
Tejo Energia	56,28	49,47	43,25	51,11	47,33	18,2%	-7,4%
Turbogás (a)	47,88	58,97	78,28	72,24	94,96	-7,7%	31,5%
Tejo Energia e Turbogás	51,39	54,91	60,12	63,02	62,78	4,8%	-0,4%

Notas: Os custos aqui considerados incluem encargos com arranques referidos nos CAE e os custos ou proveitos resultantes da gestão de licenças de emissões de CO₂, não estando deduzidos dos proveitos com energia eléctrica fornecida aos centros electroprodutores também contemplados nos CAE.

(a) Incluem uma penalização contratual de 499 mil euros e o Acordo de Gestão de Consumo (AGC).

Fonte: REN

Quadro 2-22 - Custos médios dos CAE sem licenças de CO₂

(Preços correntes)

Unidade: €/MWh

	2004	2005	2006 (1)	2007 (2)	2008 (3)	Evolução [(2)-(1)]/(1)	Evolução [(3)-(2)]/(2)
Tejo Energia	56,28	48,80	41,52	51,39	44,00	23,8%	-14,4%
Turbogás (a)	47,88	58,97	80,82	71,61	105,95	-11,4%	47,9%
Tejo Energia e Turbogás	51,39	52,83	61,03	62,79	64,10	2,9%	2,1%

Notas: Os custos aqui considerados incluem encargos com arranques referidos nos CAE e os custos ou proveitos resultantes da gestão de licenças de emissões de CO₂, não estando deduzidos dos proveitos com energia eléctrica fornecida aos centros electroprodutores também contemplados nos CAE.

(a) Incluem uma penalização contratual de 499 mil euros e o Acordo de Gestão de Consumo (AGC).

Fonte: REN

As duas principais parcelas dos encargos com CAE são o encargo de energia e o encargo de potência.

Para além da disponibilidade, o encargo de potência depende de um conjunto de variáveis monetárias, estando a evolução destas variáveis apresentadas no Quadro 2-23.

Quadro 2-23 - Principais variáveis monetárias utilizadas no Encargo de Potência

	Verificado em 2005	Verificado em 2006	Estimado para 2007	Previsto para 2008
Taxa de Inflação U.E. (a)	2,20%	2,20%	2,10%	1,90%
Taxas de juro curto prazo (b)	2,19%	3,08%	3,85%	4,95%

Notas: * (a) IHPC zona Euro média do ano, dados Eurostat; (b) Média anual das taxas de juro de curto prazo, zona Euro, dados OCDE, Previsões: média taxa de inflação Portugal e União Europeia

O Quadro 2-23 mostra que a inflação na União Europeia prevista para 2007 e 2008 é ligeiramente inferior aos valores verificados em 2006. Em sentido oposto, as taxas de juro previstas são marcadamente mais elevadas do que o verificado. Esta última variação deverá explicar o aumento no encargo de potência das centrais com CAE previsto para 2008 e patente no Quadro 2-24.

Quadro 2-24 - Encargo de potência

	Unidade: 10 ³ EUR						
	2004	2005	2006 (1)	2007 (2)	2008 (3)	Evolução [(2)-(1)]/(1)	Evolução [(3)-(2)]/(2)
Tejo Energia	154 425	105 881	96 495	96 957	96 159	0,5%	-0,8%
Turbogás (a)	102 097	103 412	107 341	112 196	113 217	4,5%	0,9%
Total	256 522	209 293	203 836	209 153	209 376	2,6%	0,1%

Notas:

(a) Incluem uma penalização contratual de 499 mil euros.

Fonte: REN

A outra importante parcela dos encargos com CAE, o encargo de energia, depende principalmente dos custos com combustíveis e da energia produzida. O Quadro 2-25 apresenta a evolução prevista dos combustíveis consumidos nas centrais com CAE face aos valores ocorridos.

Quadro 2-25 - Custo com combustíveis

		2004	2005	2006 (1)	2007 (2)	2008 (3)	Evolução [(2)-(1)]/(1)	Evolução [(3)-(2)]/(2)
		Gás Natural Turbogás	€/10 ³ m ³	186,2	235,9	289,4	277,0	273,3
Carvão Tejo Energia	€/tec	63,8	76,7	62,2	75,2	72,6	20,9%	-3,5%

Fonte: REN

Para o período compreendido entre 2006 e 2008 a REN prevê um aumento do custo do carvão consumido na central do Pego (Tejo Energia) de cerca de 16,6% (com uma diminuição em 2008 face a 2007), e uma diminuição do custo do gás natural consumido na central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro (Turbogás) em torno de 5,6%.

No que diz respeito à energia eléctrica emitida, o Quadro 2-26 mostra que se verifica um decréscimo significativo na energia eléctrica emitida pela central da Turbogás, de quase 43% entre 2006 e 2008. Em sentido oposto, a REN prevê que a energia eléctrica emitida pela central do Pego aumente mais de 10% entre 2006 e 2008 (com uma diminuição de cerca de 16% em 2007 face a 2006 e um aumento de quase 32% em 2008 face a 2007).

Quadro 2-26 - Energia eléctrica emitida

	Unidade:GWh						
	2004	2005	2006 (1)	2007 (2)	2008 (3)	Evolução [(2)-(1)]/(1)	Evolução [(3)-(2)]/(2)
Tejo Energia	4 422	4 701	4 376	3 666	4 832	-16,2%	31,8%
Turbogás	6 153	6 287	4 060	4 735	2 320	16,6%	-51,0%
Total	10 575	10 988	8 436	8 401	7 152	-0,4%	-14,9%

Nota: Energia emitida líquida da energia eléctrica fornecida pela REN às centrais.

Fonte: REN

Assim, a diminuição prevista do custo do gás natural conjugada com a diminuição prevista da energia eléctrica emitida pela central da Turbogás reflecte-se na diminuição do seu encargo de energia, prevista para 2008 e patente no Quadro 2-27 e no Quadro 2-28. Nestes quadros observa-se igualmente o aumento previsto para 2008 do encargo de energia da Tejo Energia, fruto do acréscimo já referidos no custo do carvão consumido na central do Pego assim como do aumento na energia eléctrica produzida por esta central.

Quadro 2-27 - Encargo de Energia com licenças de CO₂

(Preços correntes)

	Unidade: 10 ³ euros						
	2004	2005	2006 (1)	2007 (2)	2008 (3)	Evolução [(2)-(1)]/(1)	Evolução [(3)-(2)]/(2)
Tejo Energia	94 759	126 810	93 040	90 422	132 552	-2,8%	46,6%
Turbogás	192 850	264 322	211 541	229 839	107 095	8,6%	-53,4%
Total	287 609	391 132	304 581	320 261	239 647	5,1%	-25,2%

Quadro 2-28 - Encargo de Energia sem licenças de CO₂

(Preços correntes)

Unidade: 10³ euros

	2004	2005	2006 (1)	2007 (2)	2008 (3)	Evolução [(2)-(1)]/(1)	Evolução [(3)-(2)]/(2)
Tejo Energia	94 759	123 654	85 455	91 439	116 470	7,0%	27,4%
Turbogás	192 850	264 322	221 894	226 887	132 581	2,3%	-41,6%
Total	287 609	387 976	307 349	318 326	249 051	3,6%	-21,8%

Como mostram o Quadro 2-29 e o Quadro 2-30, em termos unitários o acréscimo do encargo energia da Tejo Energia e o decréscimo do encargo de energia da Turbogás também se verificam, embora de uma forma menos significativa.

Quadro 2-29 - Encargo de Energia (centrais térmicas) por unidade de energia eléctrica emitidasem licenças de CO₂

(Preços correntes)

Unidade: €/MWh

	2004	2005	2006 (1)	2007 (2)	2008 (3)	Evolução [(2)-(1)]/(1)	Evolução [(3)-(2)]/(2)
Tejo Energia	21,43	26,30	19,53	24,94	24,10	27,7%	-3,4%
Turbogás	31,34	42,04	54,65	47,92	57,15	-12,3%	19,3%
Tejo Energia e Turbogás	27,20	35,31	36,43	37,89	34,82	4,0%	-8,1%

Notas: Os valores dizem respeito a energia eléctrica emitida. Os encargos aqui considerados incluem os serviços auxiliares (arranques) referidos nos CAE. Não estão deduzidos dos proveitos com energia eléctrica fornecida aos centros electroprodutores também contemplados nos CAE. No caso da Turbogás incluem o Acordo de gestão de Consumo.

Fonte: REN

Quadro 2-30 - Encargo de Energia (centrais térmicas) por unidade de energia eléctrica emitidacom licenças de CO₂

(Preços correntes)

Unidade: €/MWh

	2004	2005	2006 (1)	2007 (2)	2008 (3)	Evolução [(2)-(1)]/(1)	Evolução [(3)-(2)]/(2)
Tejo Energia	21,43	26,97	21,26	24,67	27,43	16,0%	11,2%
Turbogás	31,34	42,04	52,10	48,54	46,16	-6,8%	-4,9%
Tejo Energia e Turbogás	27,20	35,60	36,11	38,12	33,51	5,6%	-12,1%

Notas: Os valores dizem respeito a energia eléctrica emitida. Os encargos aqui considerados incluem os serviços auxiliares (arranques) referidos nos CAE. Não estão deduzidos dos proveitos com energia eléctrica fornecida aos centros electroprodutores também contemplados nos CAE. No caso da Turbogás incluem o Acordo de Gestão de Consumo.

Fonte: REN

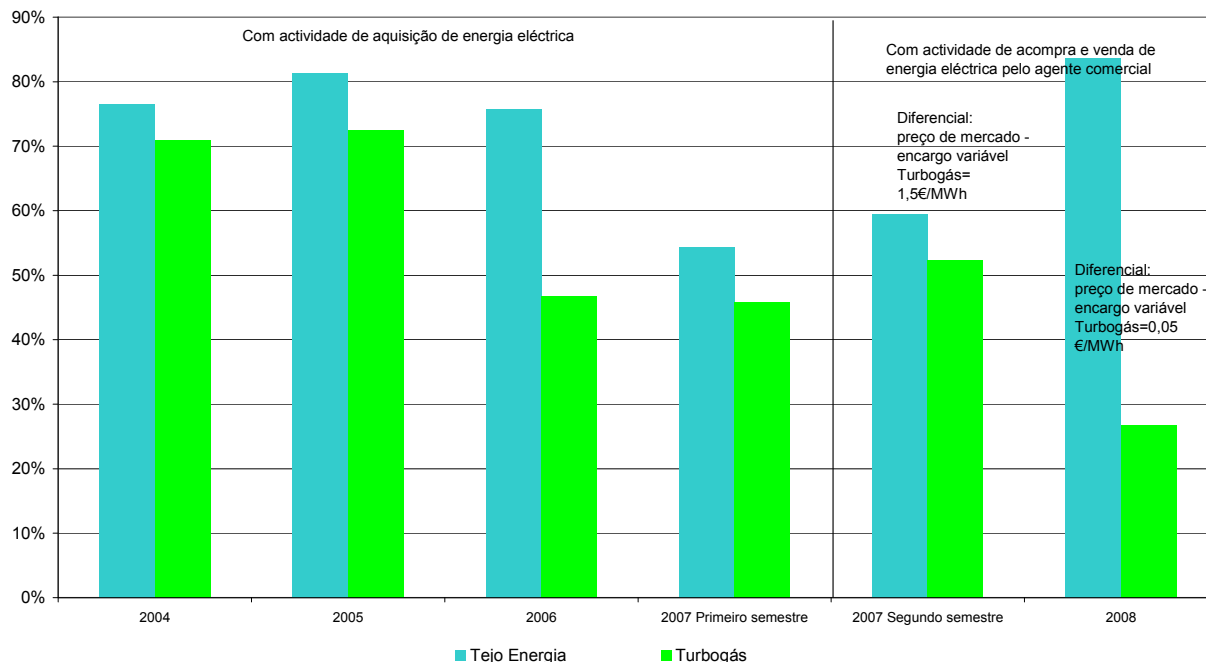
Registe-se que, caso não se considere os custos decorrentes da gestão de licenças de CO₂, o encargo de energia unitário previsto para 2008 para a Turbogás, de 57,15 €/MWh, é muito superior ao preço de

mercado, de 48 €/MWh, implícito nas previsões da REN para 2008, por incluir os custos com o Acordo de Gestão de Consumo. Caso, não incluísse o Acordo de Gestão de Consumo, o encargo de energia médio seria cerca de 47,4 €/MWh.

Com este preço de mercado a venda de energia eléctrica da central da Turbogás apenas consegue cobrir os encargos variáveis. Este facto deve estar na origem na forte quebra da energia eléctrica produzida por esta central face ao segundo semestre de 2007, para o qual o preço de mercado previsto pela REN é de quase 51 €/MWh. Provavelmente, com um preço de mercado de 51 €/MWh os períodos horários para os quais os encargos variáveis são superiores aos encargos variáveis encontram-se em maior número, o que permite um factor de utilização igualmente superior.

A Figura 2-31 ilustra o referido ao comparar os factores de utilização nas centrais da Tejo Energia e da Turbogás antes e depois da gestão dos CAE ser efectuada no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica pelo agente comercial. Observa-se uma forte quebra do factor de utilização da central da Turbogás passando de mais de 50% para cerca de 25% em 2008. A diminuição do factor de utilização da central da Tejo Energia em 2007 deve-se à realização programada de obras nesta central por motivos ambientais.

Figura 2-31 - Factor de utilização das centrais da Turbogás e da Tejo Energia



Fonte: REN

Registe-se que a não utilização da central da Turbogás tem duas consequências de sinais opostos mas de dimensão semelhante que estavam patentes na Figura 2-30. Por um lado, conduz a um aumento substancial dos encargos com o AGC (Acordo de Gestão de Consumo) a pagar à Transgás, fruto de não

se consumir as quantidades de gás natural estabelecidas contratualmente, por outro lado gera excedentes de direitos de licenças de emissão de CO₂ e, conseqüentemente, proveitos daí resultantes.

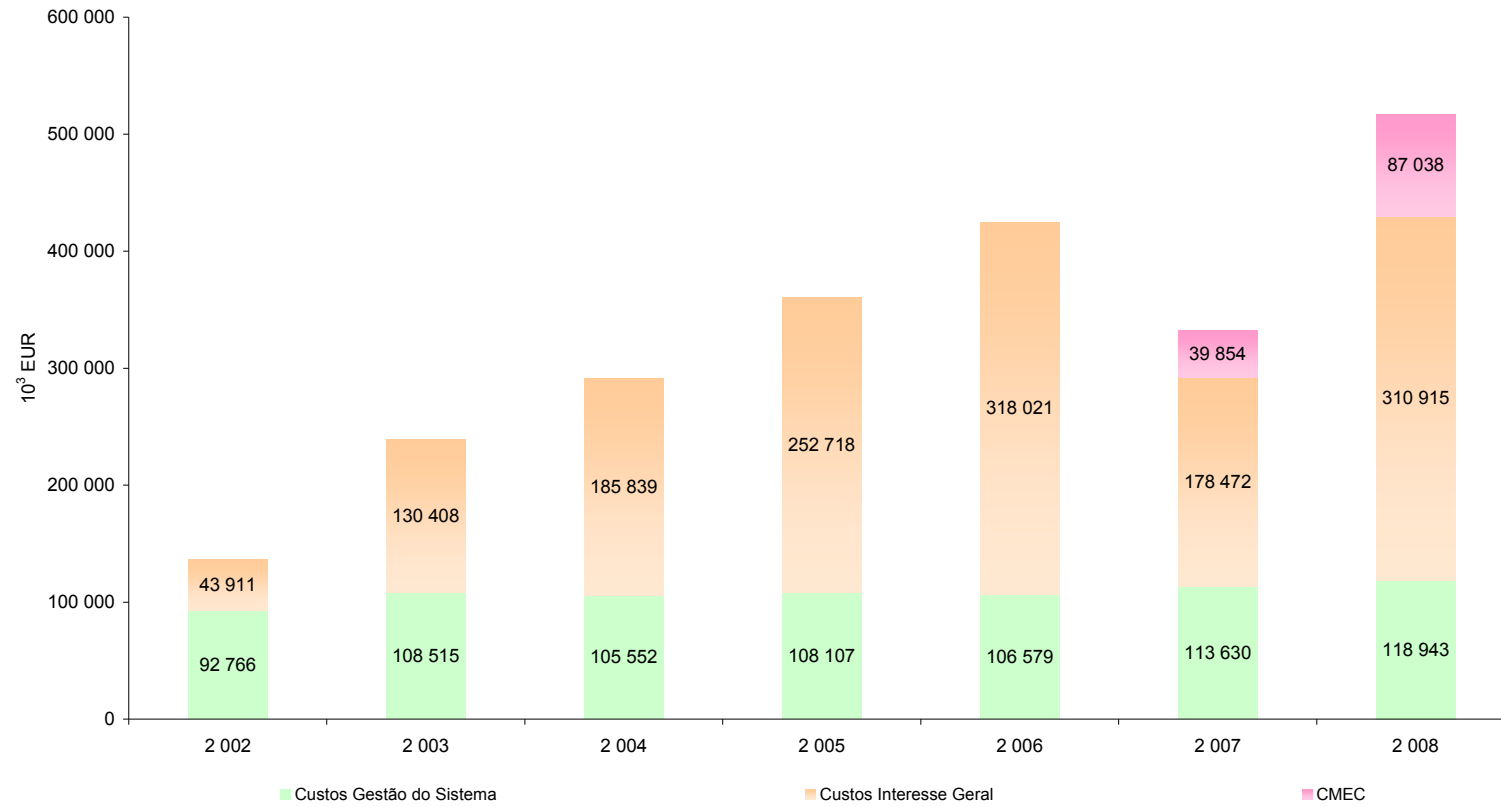
2.2.2.3 ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

A actividade de Gestão Global do Sistema (GGS) a partir de 2007 passa a englobar três 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, que como já referimos, resultam de decisões exógenas à REN;
- Custos com a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) referentes aos custos associados a compensarem os produtores pela cessação dos contratos de aquisição de energia.

Na Figura 2-32 apresenta-se a evolução dos custos associados a cada uma destas parcelas verificados entre 2002 e 2006 e os estimados e previstos pela REN, respectivamente, para 2007 e 2008.

Figura 2-32 - Custos totais REN
(Preços correntes)



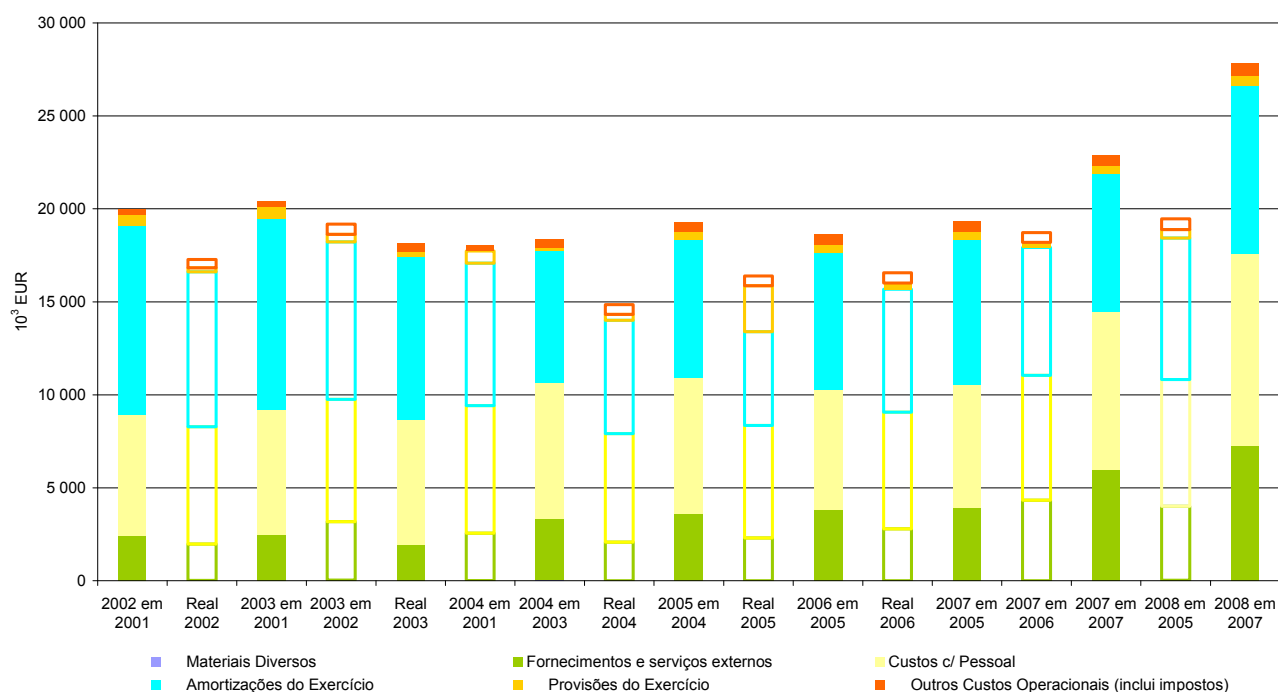
Fonte: REN

Verifica-se que os custos têm evoluído de forma crescente até 2006, sendo os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral os que representam a maior parcela do total de custos e os que sofrem maior oscilação ao longo do período.

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 previstas para 2007 e 2008 estão relacionadas com a transferência dos custos com a PRE desta actividade e com as transferências para as regiões autónomas. Esta análise será aprofundada aquando da apresentação do detalhe dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico na Figura 2-34.

Seguidamente apresentam-se os custos de exploração desta actividade no período compreendido entre 2002 e 2006, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões anuais para efeito de cálculo dos proveitos permitidos.

Figura 2-33 - Custos de exploração da actividade de Gestão Global do Sistema
(Preços correntes)



Fonte: REN

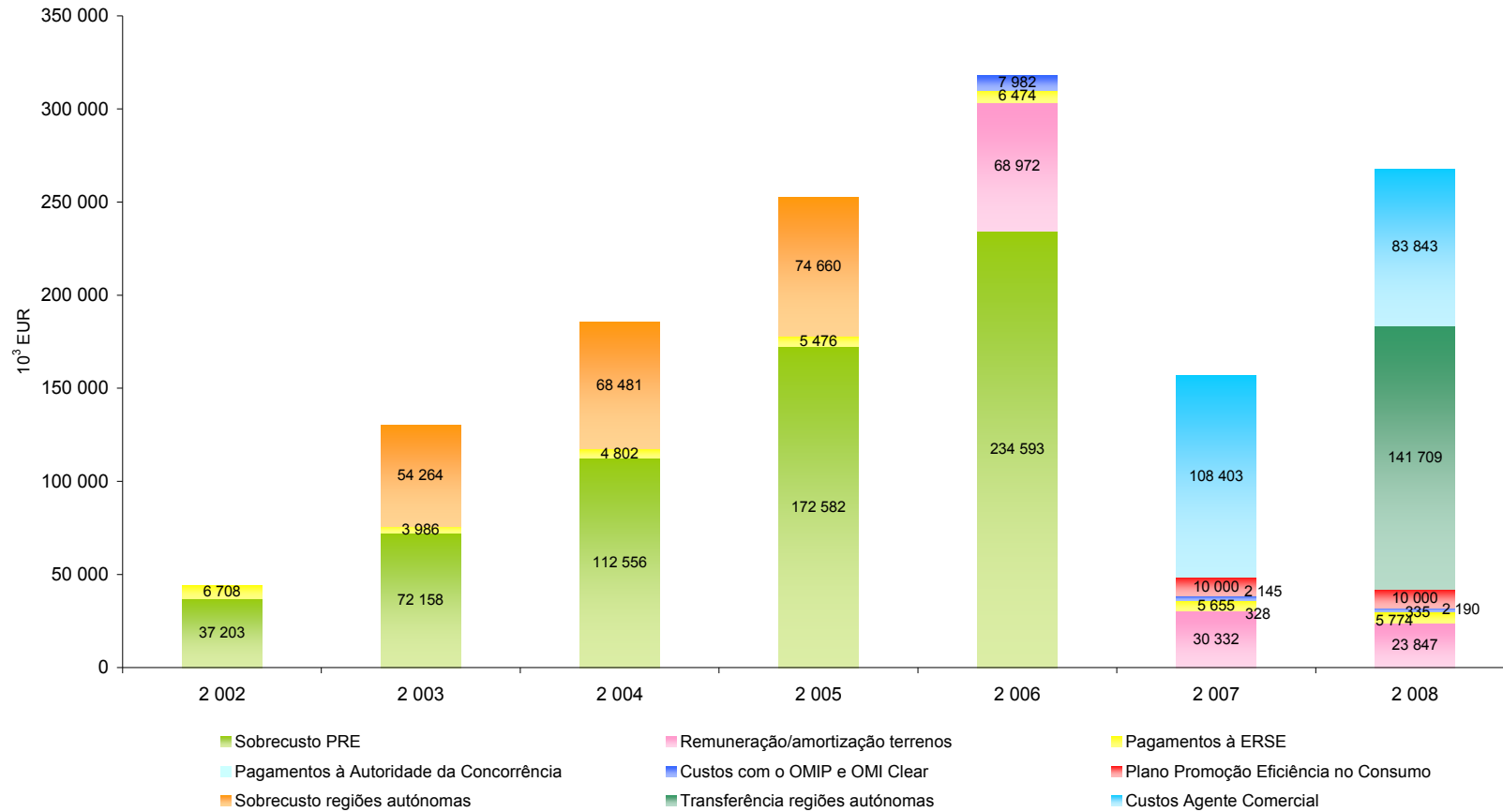
Pela Figura 2-33 podemos observar que os custos de exploração desta actividade têm sofrido alguma oscilação até 2006, sendo de esperar um grande aumento para 2007 e 2008. Esta situação é justificada pela passagem de custos com pessoal e FSE da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica que foi extinta em 2007.

Tendo em conta os valores enviados em 2001 para os três anos desse período de regulação (2002-2004), podemos constatar que os valores previstos para amortizações, custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos (FSE) foram superiores aos reais. No que respeita às amortizações esta situação resultou do facto do investimento previsto ser superior ao realizado. Nos custos com pessoal, a maior redução regista-se em 2004 e resulta do facto dos encargos com pensões terem passado a ser diferidos. Nos FSE a diferença entre o previsto e o real é justificada por inicialmente estarem previstos trabalhos de manutenção em fibras ópticas que não foram realizados.

Em 2005 observa-se que os valores reais ficaram muito aquém do previsto em 2004 com excepção da rubrica de Provisões onde se verificou uma situação inversa. A justificação para este facto passa pelas alterações introduzidas no estudo actuarial, na avaliação do plano médico e pela criação de uma provisão para “Outros benefícios”.

Na Figura 2-34 apresenta-se a evolução dos custos decorrentes de medida de política energética, ambiental ou de interesse económico geral para o período em análise.

Figura 2-34 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral
(Preços Correntes)



Fonte: REN

Verifica-se que, como já foi referido anteriormente, os custos decorrentes de medida de política energética, ambiental ou de interesse económico geral têm aumentado significativamente até 2006. O principal responsável por esse aumento é 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 que é a remuneração dos terrenos das centrais que foi estabelecida pela 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.

Para 2007 e 2008 as previsões apontam para uma redução dos custos de interesse económico geral, 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.

Em 2007, com a entrada dos CMEC e 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”).

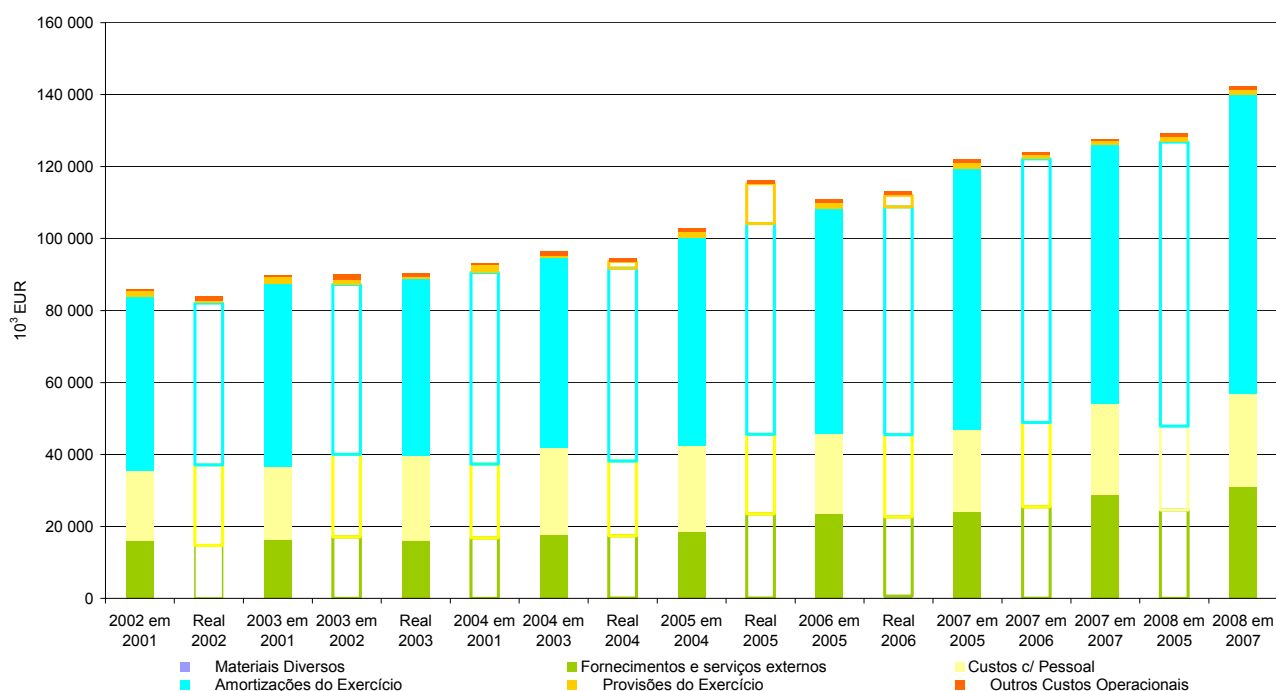
Em 2006 e 2007 o valor da convergência tarifária não foi incluído nas tarifas dos respectivos anos. A partir de 2008, o custo com a transferência para as regiões autónomas compreende, para além dos custos com a convergência tarifária do próprio ano, um décimo do valor do sobrecusto das regiões autónomas dos anos anteriores 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 para 2007 e 2008 irão, também, ser influenciados pelos montantes do Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC).

2.2.2.4 ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

Na Figura 2-35 são apresentados os custos operacionais verificados na actividade de Transporte de Energia Eléctrica no período compreendido entre 2002 e 2006, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões anuais para efeito de cálculo dos proveitos permitidos.

Figura 2-35 - Custos operacionais da actividade de Transporte de Energia Eléctrica
(Preços correntes)



Fonte: REN

Verificamos que os custos têm aumentado gradualmente, exceptuando o ano de 2005, em que as provisões do exercício foram muito superiores ao verificado nos anos anteriores. Este acréscimo considerável 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 o ano de 2007 e 2008 pelo aumento dos custos, principalmente, FSE e custos com pessoal em virtude da extinção da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.

2.3 EDP DISTRIBUIÇÃO

2.3.1 ANÁLISE GLOBAL

Em 2006 e em conformidade com as alterações legislativas no Sistema Eléctrico Nacional, nomeadamente com o disposto nos artigos 46º e 47º do Decreto – Lei n.º 29/2006 de 15 de Fevereiro e no artigo 52º do Decreto – Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, foi autonomizada a figura do “Comercializador de Último Recurso”. Para assumir estas novas funções, a EDP Distribuição criou uma nova entidade juridicamente independente, a EDP Serviço Universal.

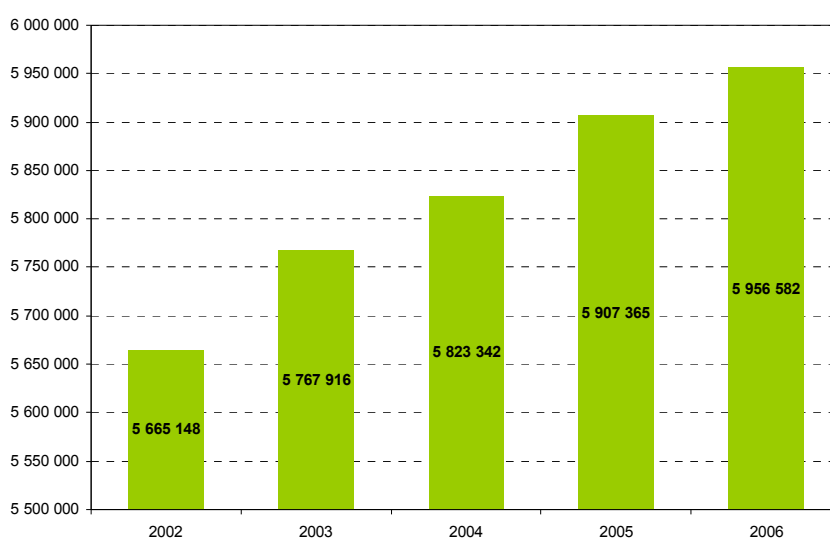
Neste contexto, os contratos de fornecimento de energia eléctrica da EDP Distribuição em vigor foram transferidos para a EDP Serviço Universal que assegurará a continuidade do fornecimento de energia aos consumidores que se mantenham no regime de tarifa regulada. Além disso, foram transferidos para esta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

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.

Decorrente destas alterações as duas entidades supra mencionadas são obrigadas a apresentar à ERSE relatórios separados das suas actividades reguladas.

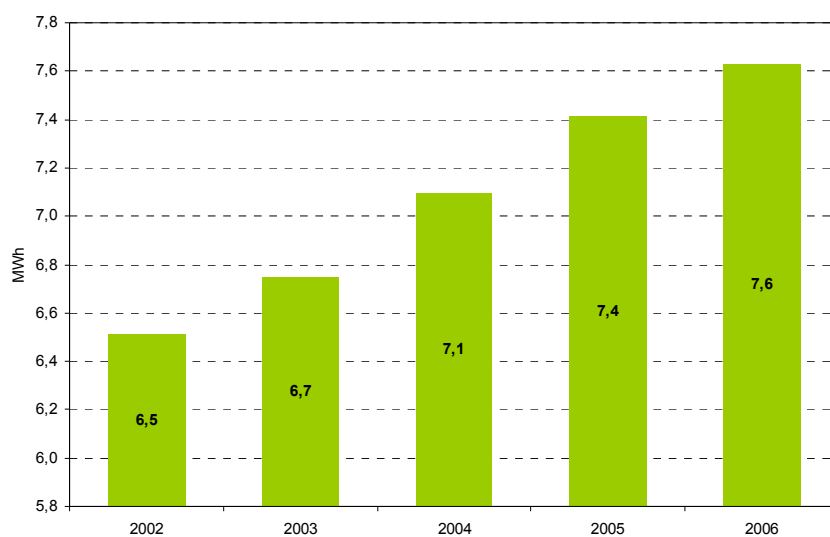
Numa primeira abordagem apresentamos alguns indicadores de eficiência da EDP Distribuição de 2002 a 2006.

Figura 2-36 - Número Clientes



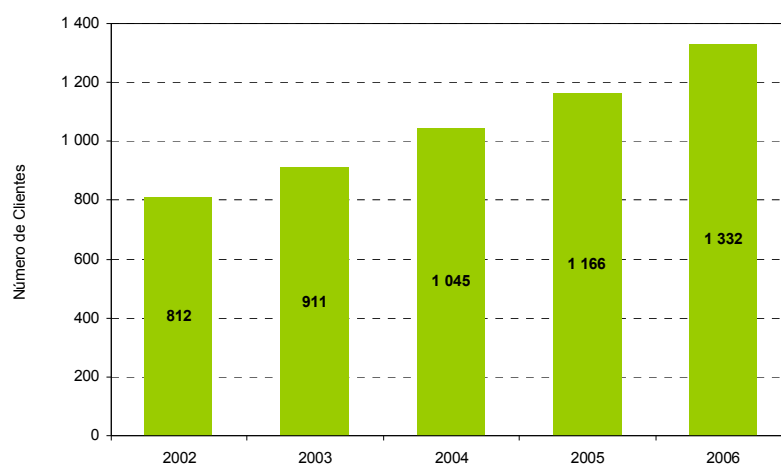
Fonte: EDP Distribuição

Figura 2-37 - Fornecimentos de energia eléctrica por Cliente



Fonte: EDP Distribuição

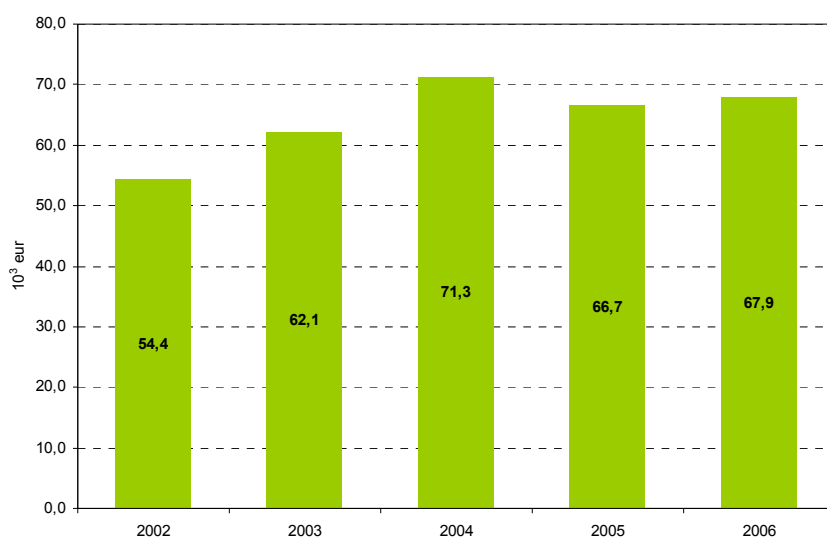
Figura 2-38 - Clientes por Trabalhador



Fonte: EDP Distribuição

Figura 2-39 - Custos Operacionais por MWh fornecido

Fonte: EDP Distribuição

Figura 2-40 - Custos com Pessoal por Trabalhador

Fonte: EDP Distribuição

Figura 2-41 - Investimento a custos técnicos por MWh fornecido

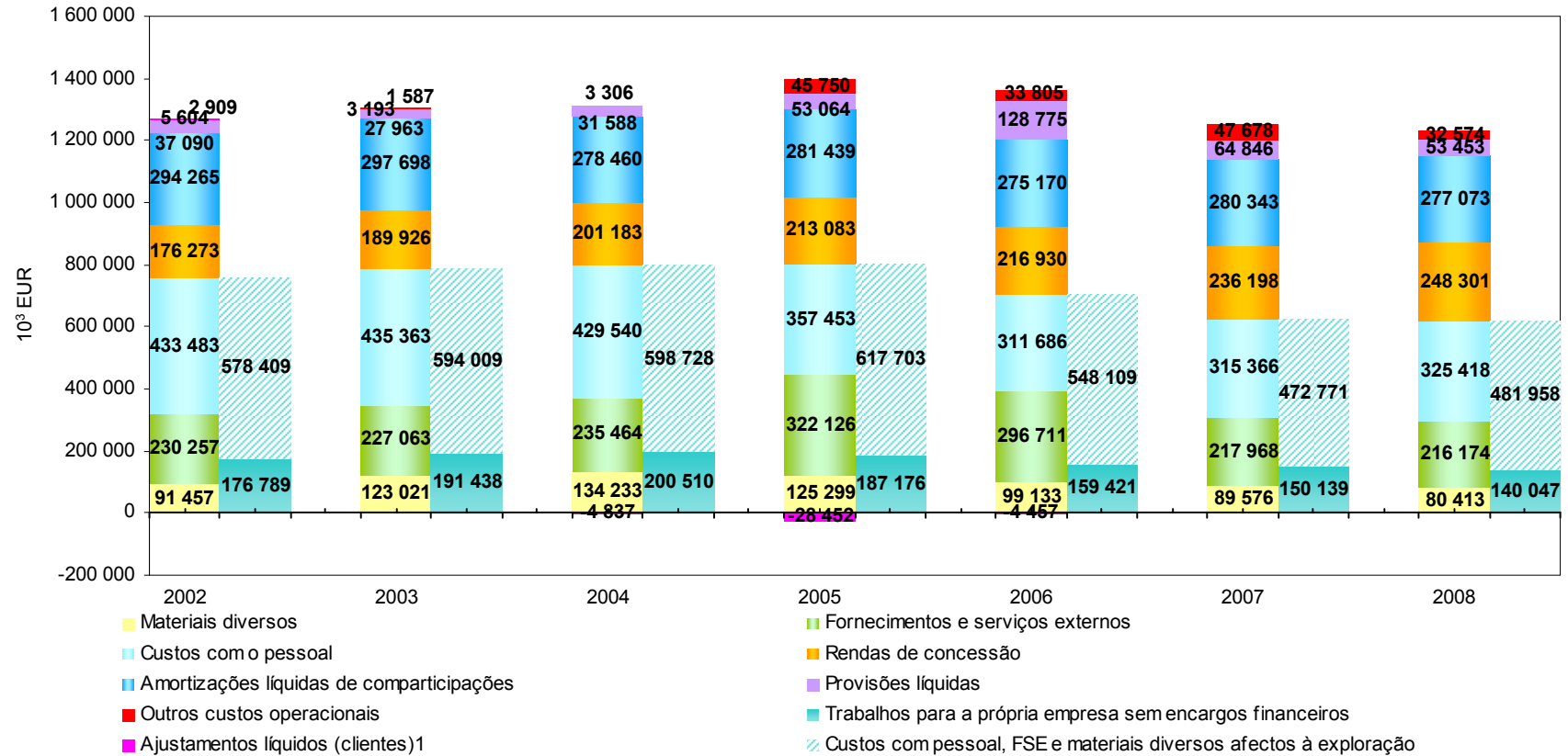
Fonte: EDP Distribuição

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. Em 2006 a situação inverte-se, o total de custos a apresentar um crescimento de 13,7% e os fornecimentos um crescimento de 4%. No entanto, a evolução daquele rácio não é acompanhada ao nível dos custos com pessoal, pois embora o número de efectivos diminua, os custos unitários com pessoal aumentam. Ao nível dos efectivos, a EDP Distribuição apresenta um aumento do rácio clientes por trabalhador.

No que respeita ao investimento por MWh, verificamos que os fornecimentos de energia eléctrica têm aumentado sem o correspondente aumento do investimento. Em 2006 esta situação é ainda mais notória com o decréscimo do investimento na ordem dos 18%. A esta situação não será alheia a implementação do programa “Capex” como veremos mais à frente.

Na Figura 2-42 apresentam-se os custos operacionais, com excepção das compras e vendas de energia, das actividades reguladas da EDP Distribuição no período 2002-2006 e os valores estimados para 2007 e previstos para 2008 a preços constantes de 2007.

Figura 2-42 - Custos Operacionais da EDP Distribuição
(Preços constantes de 2007)



(1) Este valor tem em conta as reversões de ajustamentos efectuadas pela EDP Distribuição pelo método directo.

Fonte: EDP Distribuição

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 de 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. A evolução prevista para 2007/2008, cerca de 3% ao ano, pode ser justificado pelos custos incorridos e a incorrer com 409 trabalhadores pré-reformados no âmbito do PAE (Plano de Ajustamento de Efectivos), custos com a contratação de 265 colaboradores até 2008, acréscimo de prémios para fundo pensões e aumentos de várias parcelas dos custos com pessoal por via da evolução natural (aumento salários, aumento serviços sociais).

Por outro lado, os Fornecimentos e Serviços Externos, 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 cobraças em virtude da grande adesão dos clientes ao serviço da “Conta certa”.

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. Em 2007 os ajustamentos de dívidas a receber, exclusivos da comercialização, não existem em virtude da passagem daquela actividade para a EDP Serviço Universal.

Outra rubrica, que pelas suas variações, merece ser analisada é a das Provisões. Em 2006 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 2007-2008 a EDP Distribuição prevê uma redução da rubrica de Provisões resultante principalmente das reversões dos aumentos extraordinários de 2006.

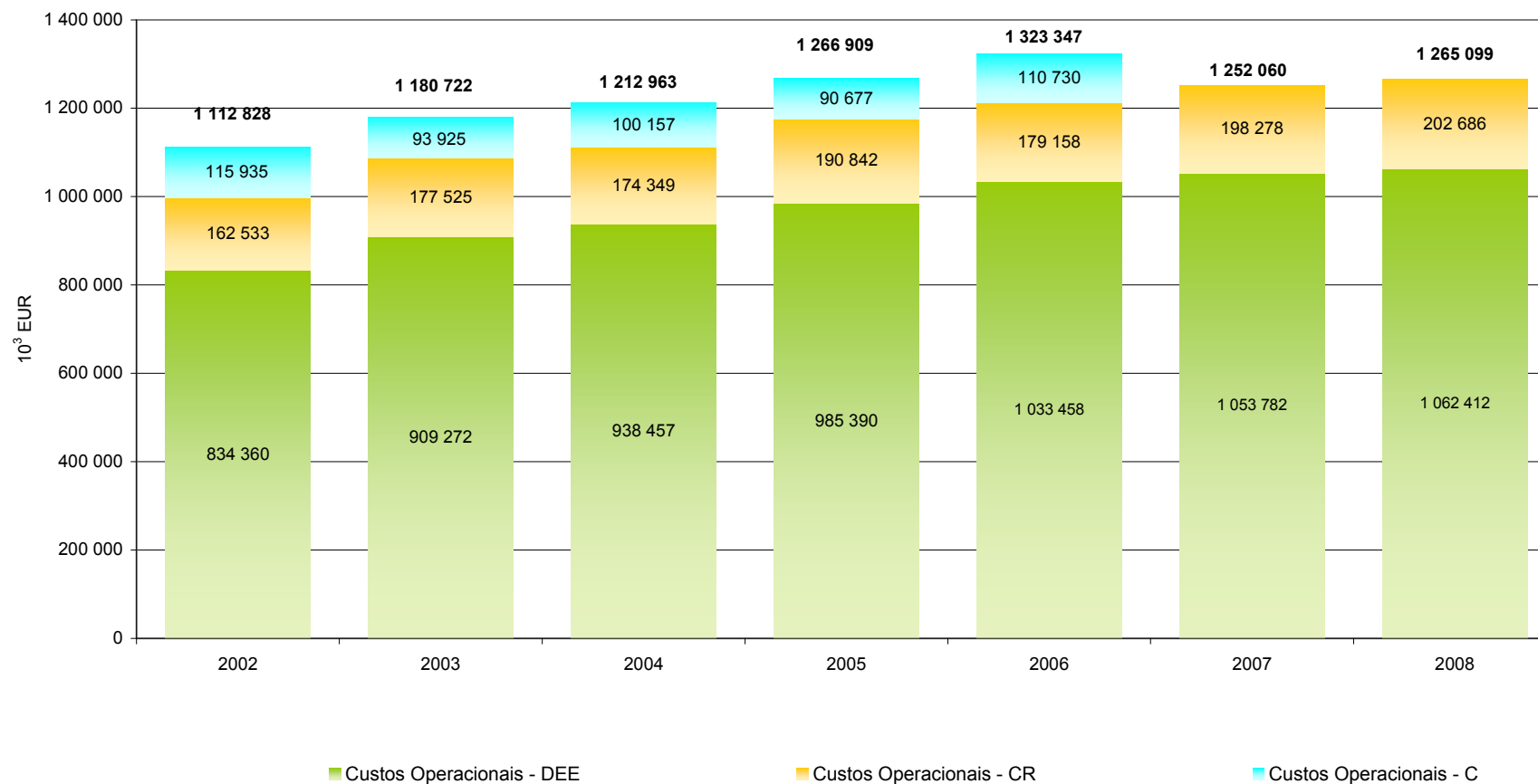
Os outros custos operacionais incluem a partir de 2005 a renda do PAR e a partir de 2006 os custos relativos à Caixa Cristiano Magalhães que passaram a ser aceites para efeitos de regulação.

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.

Relativamente às amortizações, segunda maior rubrica dos custos, o valor não sofre grandes alterações, sendo o seu ligeiro aumento anual justificado pelo investimento na expansão da rede e na melhoria da qualidade do serviço.

Neste contexto, importa ainda referir, que com a separação da actividade de comercialização em 2007, a EDP Distribuição em 2007 e 2008 terá no total de custos da actividade de Comercialização de Redes um montante de 33 205 milhares de euros e 36 841 milhares de euros, respectivamente, relativo a custos com pessoal, FSE, provisões, amortizações que serão facturados à EDP Serviço Universal pelos serviços prestados, designadamente na execução e gestão de cortes e nas actividades transversais. A Figura 2-43 retrata esta situação.

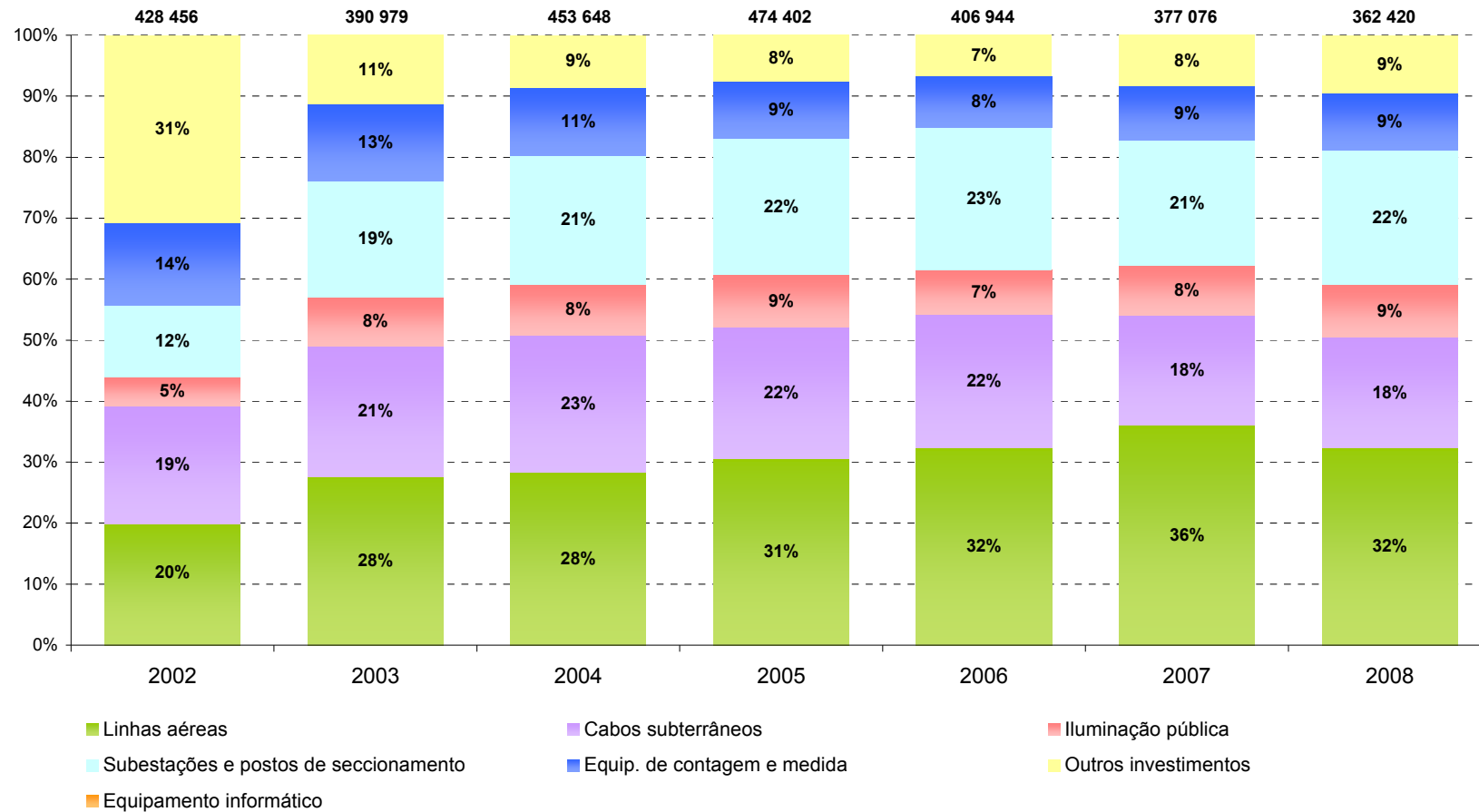
Figura 2-43 - Custos Operacionais das actividades da EDP Distribuição
(Preços correntes)



Fonte: EDP Distribuição

Na Figura 2-44 apresenta-se a evolução do investimento verificada entre 2002 e 2006, bem como os valores estimados e previstos pela empresa, respectivamente, para 2007 e 2008.

Figura 2-44 - 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 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.

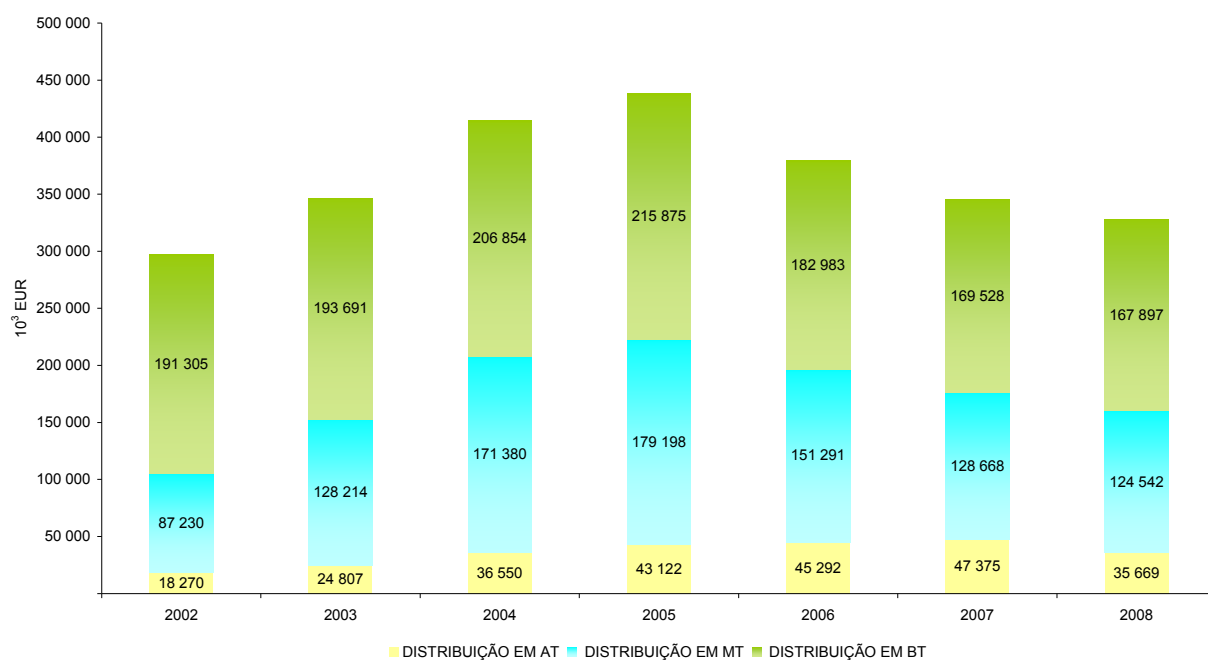
De salientar o peso dos investimentos em Linhas Aéreas que reflecte o aumento previsível das ligações de novos PRE. A Iluminação Pública tem aumentado o seu peso no total devido às condições dos novos contratos de concessão que promovem um nível de iluminação mais exigente.

Os investimentos previstos pela EDP Distribuição para 2007-2008 estão relacionados com as actividades de distribuição de energia e de Comercialização de redes e procuram fazer face ao aumento da procura e melhoria da qualidade do serviço.

Para fazer face a estas necessidades de investimento está a ser implementado o programa “Capex”, com o objectivo de identificar as melhores oportunidades de investimento aliando a qualidade com a optimização do volume de investimento.

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

Figura 2-45 - Investimento por nível tensão
(Preços correntes)



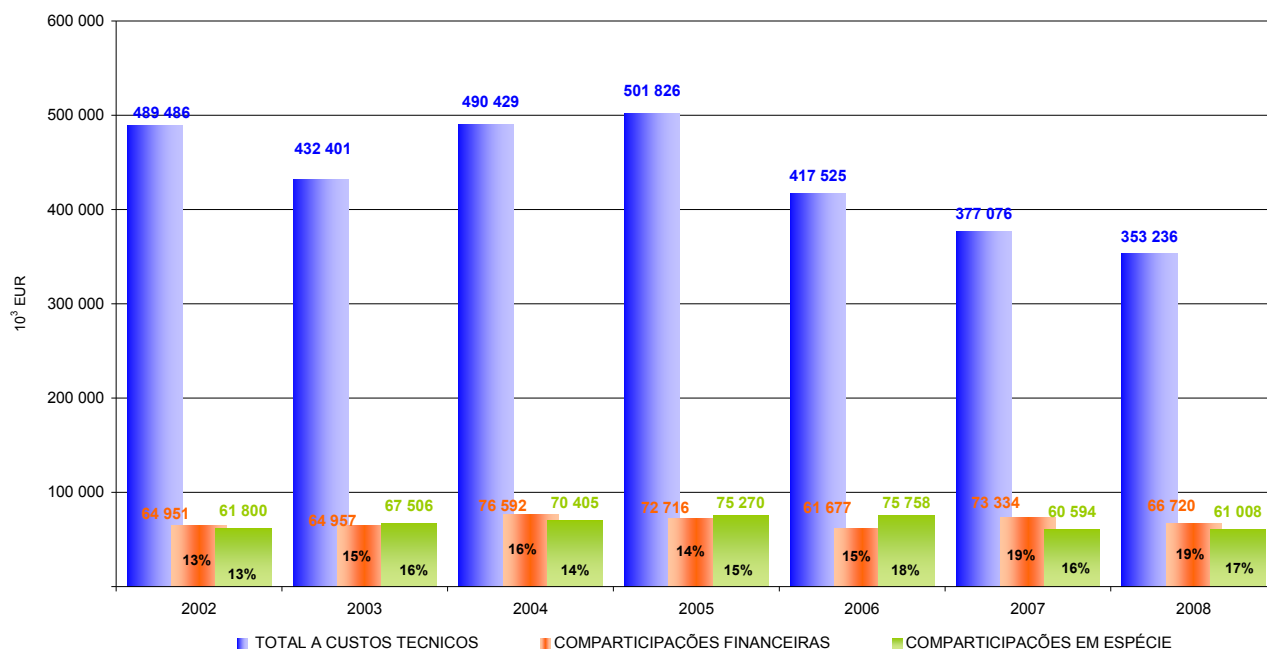
Fonte: EDP Distribuição

Conforme se verifica, 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.

O fim do programa de instalação da Telecontagem em todos os clientes MT e a evolução prevista para a distribuição contribuem para o abrandamento do investimento para o triénio 2006-2008.

O valor das participações financeiras e em espécie é apresentado na Figura 2-46 e podemos verificar que em média representam 16% do investimento total.

Figura 2-46 - Investimentos a custos técnicos e participações EDP Distribuição
(Preços constantes de 2007)



Fonte: EDP Distribuição

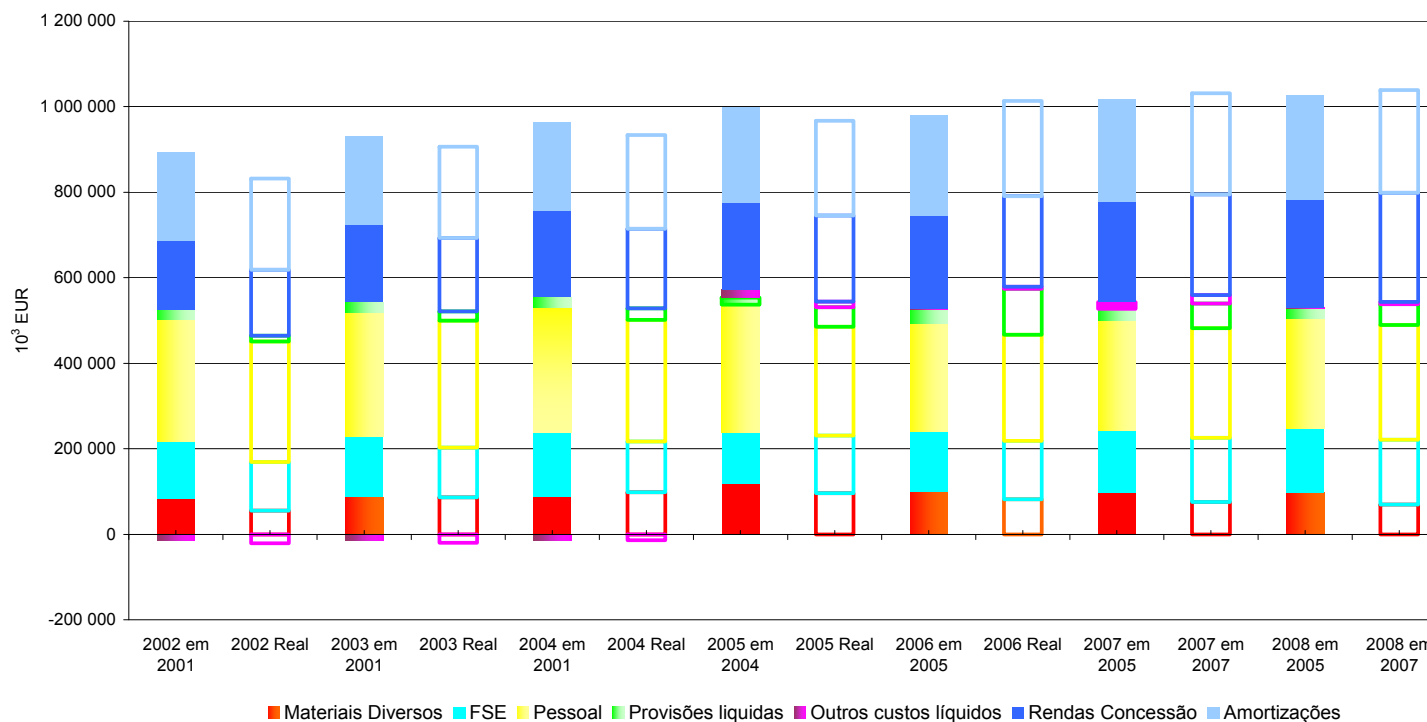
2.3.2 ANÁLISE DESAGREGADA POR ACTIVIDADES

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) e Comercialização de Redes (C).

2.3.2.1 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Apresentamos de seguida os custos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica para o período de 2002 e 2006, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos.

Figura 2-47 - 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 da rubrica de Provisões devido à situação já explicada no ponto 2.3.1.

Os custos com maior expressão continuam a ser os custos com pessoal, as amortizações e os FSE. Nesta última rubrica há a registar um aumento de 10% entre 2006 e 2007, resulta em parte da evolução natural da inflação, do aumento do número de obras, adiadas dos anos anteriores, e do aumento dos trabalhos especializados associados a projectos ambientais e de gestão.

As rendas de concessão têm vindo a sofrer um acréscimo constante resultado da evolução verificada no consumo, sendo de esperar que em 2008 venham a atingir 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.

Se para os períodos de regulação de 2002-2004 e 2005 os custos ocorridos ficaram abaixo dos custos inicialmente previstos pela empresa, o mesmo não se está a verificar no actual período de regulação. Este facto pode indiciar, à partida, que os objectivos de eficiência estabelecidos pela ERSE para o período 2006-2008 não estarão a ser atingidos, mesmo considerando que as amortizações são a rubrica que mais contribui para este desvio.

Dada a sua natureza e peso na estrutura de custos, apresentamos de seguida um quadro resumo das principais componentes dos FSE e dos Custos com Pessoal.

Quadro 2-31 - Custos com pessoal e FSE da actividade de Distribuição de Energia

Unid: 10³ EUR

Rubricas	2006		2007		2008	
	em 2005	real	em 2005	em 2007	em 2005	em 2007
Pessoal						
Remunerações	167 571	176 625	169 245	179 981	170 049	188 167
Pensões	38 633	29 334	38 314	33 091	37 799	34 442
Encargos	36 485	36 371	37 167	37 166	37 676	38 274
Outros	34 022	33 514	35 435	34 096	36 908	34 859
Total	276 711	275 844	280 161	284 334	282 432	295 742
FSE						
Empresas do grupo	73 932	69 014	75 270	71 807	76 939	71 497
Conservação e reparação	4 131	4 623	4 349	7 069	4 576	6 903
Trabalhos Especializados	64 364	64 060	65 128	64 216	66 199	64 149
Serviços informática	19 218	13 472	18 433	11 852	17 224	11 758
Serviços da EDP Valor	23 144	28 014	23 682	27 204	24 263	25 975
Serviços gestão da EDP, SA	12 756	13 102	13 218	13 443	13 694	13 792
Outros	9 246	9 472	9 795	11 717	11 018	12 624
Outros fornecimentos	5 437	331	5 793	522	6 164	445
Externos do grupo	70 536	69 540	72 958	78 943	75 887	80 928
Conservação e reparação	52 126	47 924	54 409	51 799	56 803	51 799
Trabalhos Especializados	8 154	9 182	8 251	7 335	8 352	9 334
Outros fornecimentos	10 256	12 434	10 298	19 809	10 732	19 795
Total	144 468	138 554	148 228	150 750	152 826	152 425

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

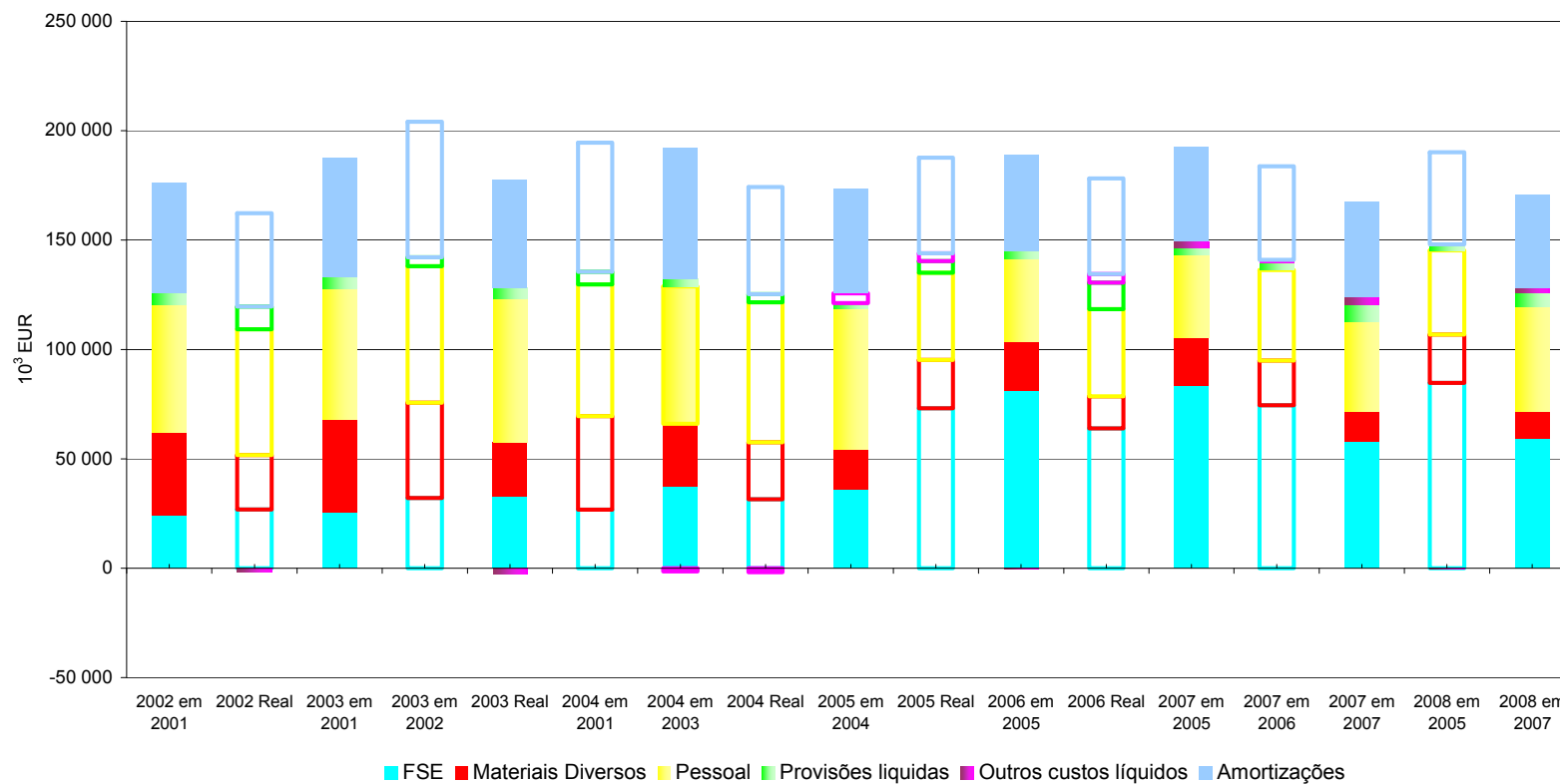
De destacar o facto de quase 50% dos serviços adquiridos pela EDP Distribuição serem prestados por empresas do grupo, principalmente no que respeita a trabalhos nas área de suporte (recursos humanos, compras, formação, entre outros) a cargo da EDP Valor.

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

2.3.2.2 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE REDES

Apresentamos de seguida os custos da actividade de Comercialização de Redes para o período de 2002 e 2006, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos.

Figura 2-48 - Custos Operacionais da Actividade de Comercialização de Redes
(Preços Correntes)



Fonte: EDP Distribuição

Na Figura 2-48 é possível destacar o ano de 2005 e de 2006 como os anos com custos operacionais mais significativos. Além disso, a estrutura de custos sofre uma alteração justificada pela criação da EDP Soluções Comerciais e a consequente passagem de colaboradores e respectivas funções para a mesma. Desta forma, verificou-se uma redução dos custos com pessoal e consequentemente um aumento do peso dos Fornecimentos e Serviços Externos que a empresa prevê que se manterão, o que justifica o desvio entre os valores previstos para 2005.

Conforme se pode observar, a evolução dos valores realizados face às previsões da EDP Distribuição pode ser caracterizada em três períodos distintos. Durante o 2º período de regulação, 2002-2004, os custos operacionais verificados, apesar de serem inferiores aos previstos pela empresa em 2001, registam acréscimos, com uma estagnação no fim do triénio.

A partir de 2006, nomeadamente, as últimas previsões para 2007 e 2008 efectuadas pela EDP Distribuição, denotam alguma preocupação de redução de custos.

Dada a sua natureza e peso na estrutura de custos, apresentamos de seguida um quadro resumo das principais componentes dos FSE e dos Custos com Pessoal.

Quadro 2-32 - Custos com pessoal e FSE da actividade de Comercialização de Redes

Unid: 10³ EUR

Rubricas	2006		2007		2008	
	em 2005	real	em 2005	em 2007	em 2005	em 2007
Pessoal						
Remunerações	27 024	29 463	27 294	30 023	27 423	31 388
Pensões	4 385	3 654	4 349	4 122	4 290	4 290
Encargos	5 554	6 067	5 658	6 200	5 736	6 385
Outros	6 421	5 591	6 688	5 688	6 966	5 815
Total	43 384	44 775	43 989	46 033	44 415	47 878
FSE						
Empresas do grupo	61 758	49 841	62 916	41 204	63 672	41 870
Conservação e reparação	246	1 417	259	535	272	591
Trabalhos Especializados	60 895	48 244	61 999	40 653	62 700	41 268
Serviços da EDP Valor	3 333	3 821	3 411	3 695	3 494	3 518
Serviços da EDP Soluções Comerciais	50 195	40 662	50 714	31 562	51 072	31 916
Outros	7 367	3 761	7 874	5 396	8 134	5 834
Outros fornecimentos	617	180	658	16	700	11
Externos do grupo	19 412	14 180	20 243	16 980	21 156	17 302
Conservação e reparação	3 775	3 984	3 930	3 776	4 092	3 742
Trabalhos Especializados	15 009	7 309	15 697	7 740	16 417	8 037
Outros fornecimentos	628	2 887	616	5 464	647	5 523
Total	81 170	64 021	83 159	58 184	84 828	59 172

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.

2.4 EDP SERVIÇO UNIVERSAL

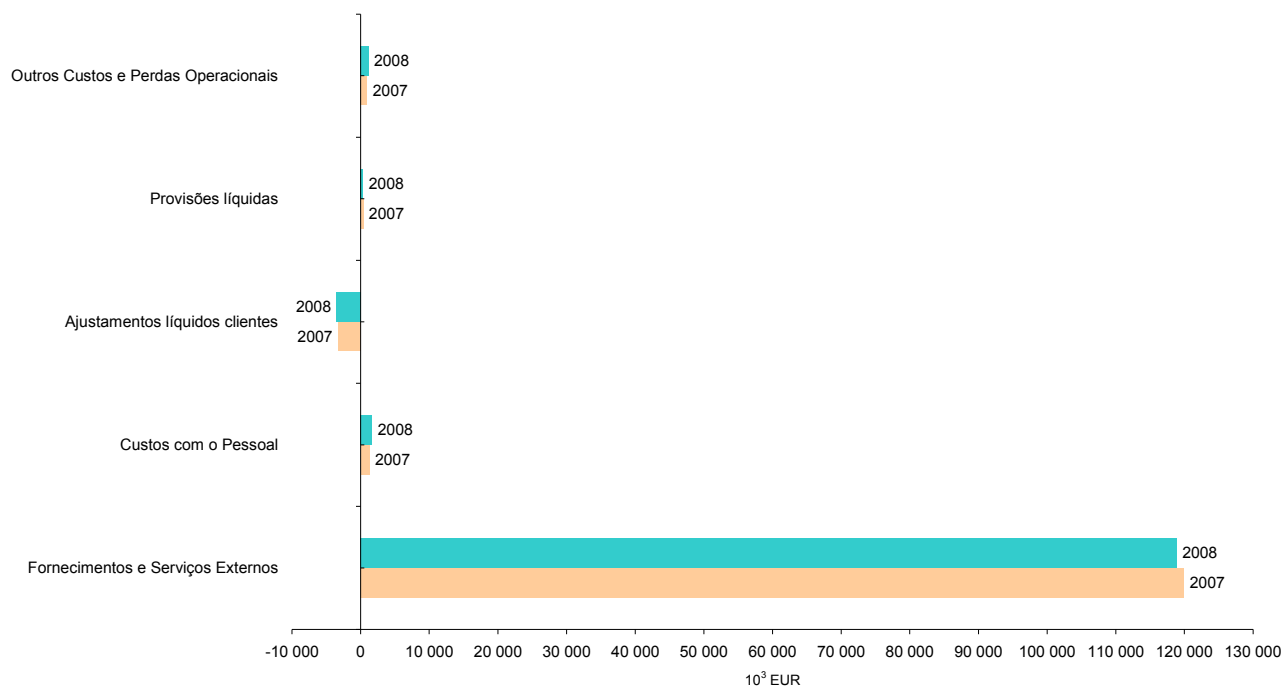
2.4.1 ANÁLISE GLOBAL

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 2.3.1.

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 estimados para 2007 e previstos para 2008 pela EDP Serviço Universal, são apresentados de seguida.

Figura 2-49 - Custos Operacionais da EDP Serviço Universal
(Preços constantes de 2007)



Fonte: EDP Serviço Universal

A Figura 2-49 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”.

A empresa prevê que os custos com Pessoal venham a sofrer um aumento decorrente da evolução natural da actividade. 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 de dívidas a receber têm um valor reduzido devido, essencialmente, ao esforço da empresa na negociação com as câmaras municipais dos valores em dívida.

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.

2.4.2 ANÁLISE DESAGREGADA POR ACTIVIDADES

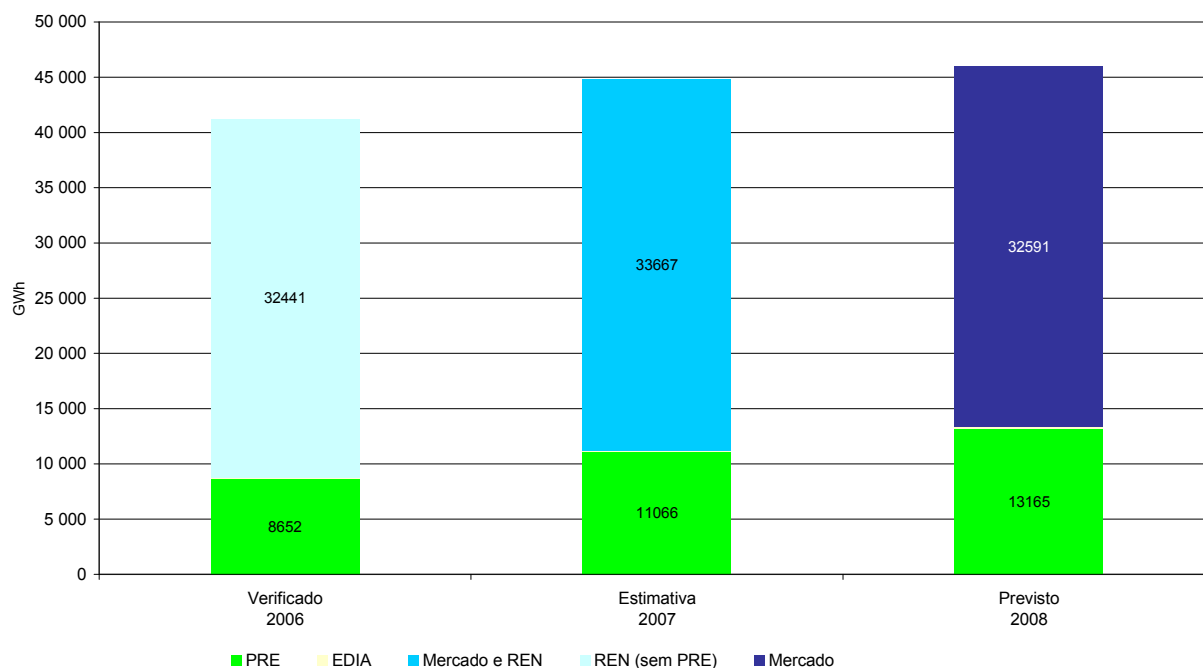
Neste ponto será feita uma breve análise das actividades reguladas: Compra e Venda de Energia (CVE) e Comercialização (C).

2.4.2.1 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

A partir de 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.

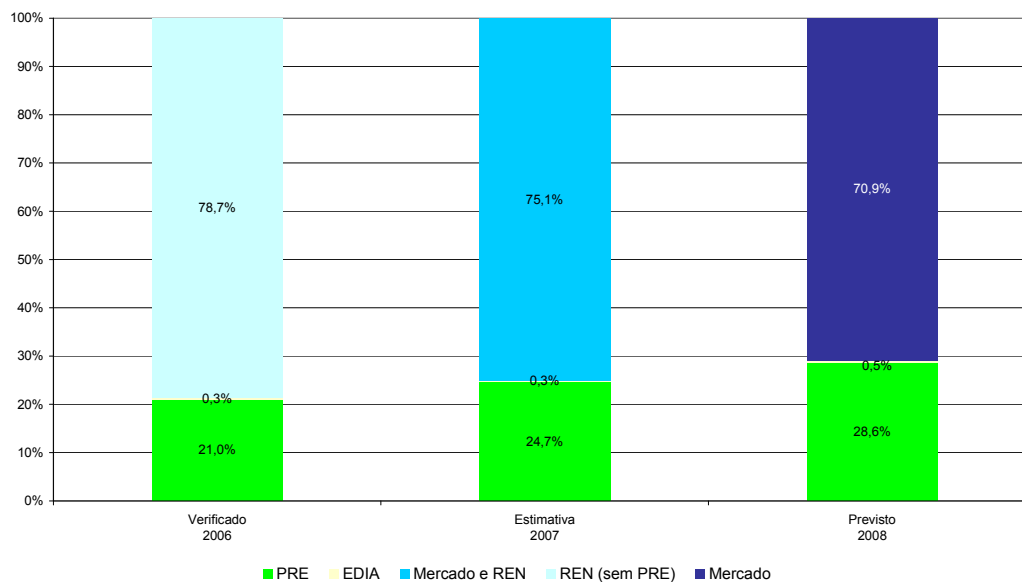
Neste novo enquadramento, prevê-se que peso da energia eléctrica adquirida aos produtores em regime especial aumente significativamente. A Figura 2-50 e a Figura 2-51 evidenciam este facto. Segundo a EDP SU, o peso da energia eléctrica adquirida à PRE aumentará de 21% para quase 29%, entre 2006 e 2008. Este aumento far-se-á em contraponto da evolução da energia adquirida aos produtores em regime ordinário, cujo peso diminui em termos relativos durante o mesmo período, devendo diminuir igualmente em termos absolutos de 2007 para 2008. Registe-se que tendo em conta o fim da actividade de aquisição de energia eléctrica a partir de Julho de 2007, na Figura 2-50 e na Figura 2-51, a energia eléctrica proveniente de produtores em regime ordinário é designada de forma diferente consoante é adquirida em 2006, em 2007 ou em 2008.

Figura 2-50 - Energia eléctrica consumida pelos consumidores do CUR por origem



Fonte: EDP SU

Figura 2-51 - Energia eléctrica consumida pelos consumidores do CUR por origem (em percentagem)

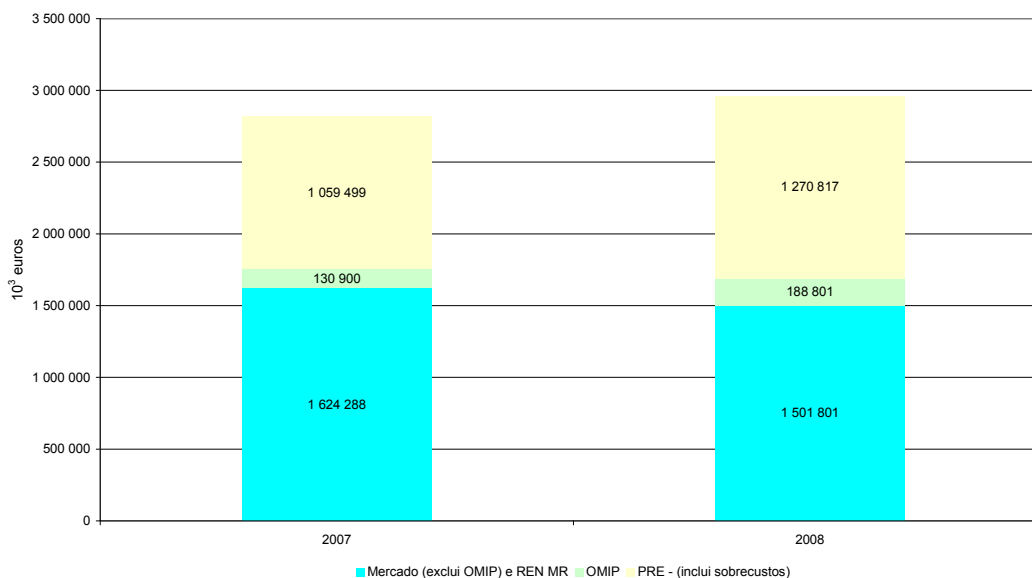


Fonte: EDP SU

A evolução prevista da energia eléctrica adquirida aos PRE reflecte-se nos custos de aquisição de energia eléctrica. A Figura 2-52 mostra que entre 2007 e 2008 estes deverão aumentar fruto da evolução

dos custos com a aquisição aos produtores em regime especial. Pelo contrário, os custos com aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime ordinário deverá diminuir entre 2007 e 2008.

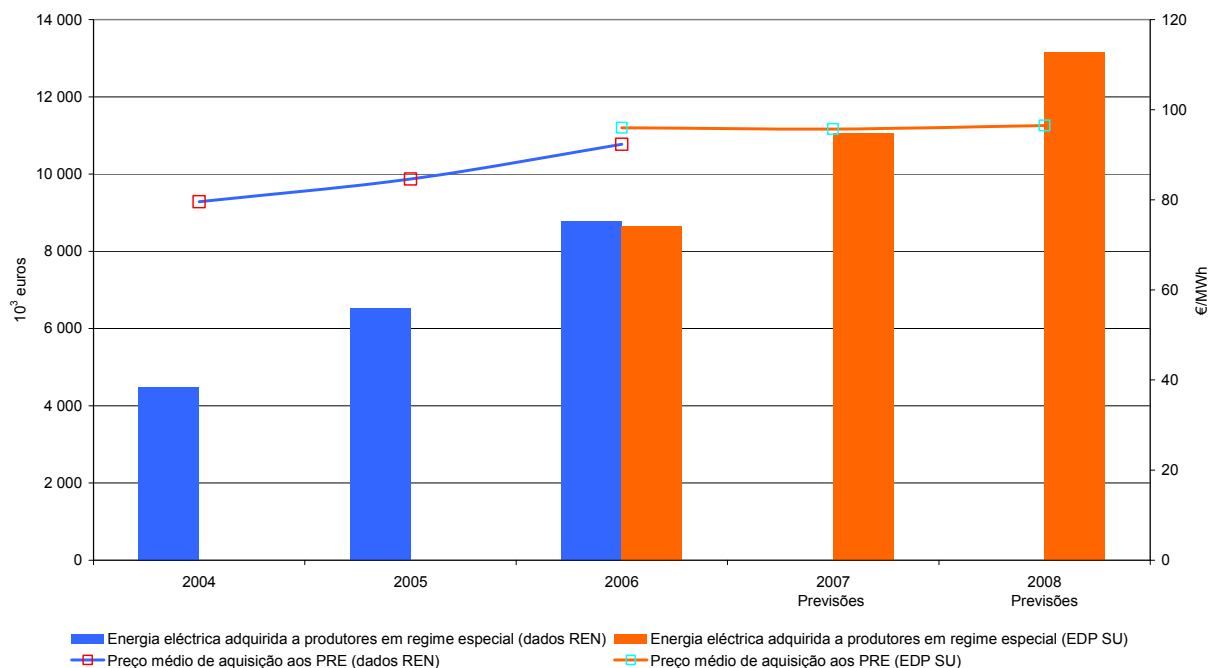
Figura 2-52 - Custos de aquisição de energia eléctrica



Fonte: EDP SU

A Figura 2-53 mostra que o aumento previsto para os custos com aquisição à PRE entre 2006 e 2008 se deve principalmente ao acréscimo das quantidades de energia eléctrica adquiridas a estes produtores, tendo em conta que o custo unitário pouco aumentou 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 2-53 - Evolução dos custos de aquisição aos Produtores em Regime Especial



Fonte: REN, EDP SU

Como foi referido, o aumento dos custos provenientes da aquisição de energia eléctrica à PRE é parcialmente amenizada pela evolução dos custos com aquisição de energia eléctrica a estes produtores. Este facto sucede apesar do aumento previsto nos preços de mercado para 2008 face ao valor estimado para 2007. Estas previsões estão apresentadas no Quadro 2-33, no qual estão igualmente apresentadas as previsões da EDP SU para os custos com combustíveis. No Quadro 2-33 as previsões da EDP SU são comparadas às previsões da REN para as mesmas variáveis, sendo as previsões da REN as previsões subjacentes à definição do sobrecusto com os CAE previsto para 2008.

Quadro 2-33 - Previsões de custos combustíveis e preços de mercado

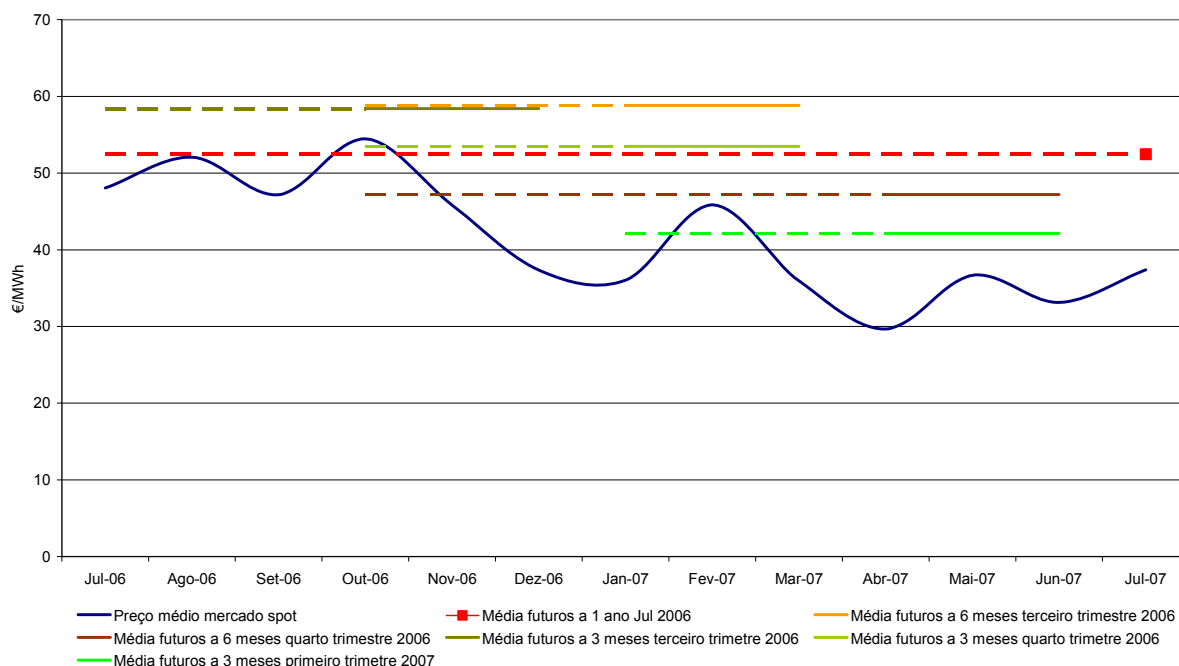
	Brent IPE (USD/bbl)		Preço mercado energia eléctrica		Fuelóleo 1% NWE USD/t		Carvão API#2(USD/t) USD/t		CO ₂ (€/t)	
	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008
REN	65	59	50,87	48,01	310	282	69	63	0,75	18
EDP SU	66	70	50	51	315	352	73	74	1	20

Fonte: EDP SU e REN

Observa-se que de um modo global a EDP SU prevê para 2008 custos superiores às previsões da REN. No caso dos preços de mercado as previsões da EDP SU são para 2008 igualmente superiores às previsões da REN. A previsão do preço de mercado da EDP SU para 2008 baseia-se nos preços dos futuros OMIP para 2008 no final de Abril de 2007.

As expectativas dos agentes económicos relativamente à evolução dos preços de mercado no futuro, que se materializam nos preços dos contratos de futuros, têm sido significativamente mais elevadas do que os preços dos mercados à vista. Assim o mostra a Figura 2-54. Observa-se igualmente que, como seria de esperar, quanto mais próxima é a previsão da data da ocorrência, mais se aproxima o preço do contrato de futuro do preço no mercado *spot*.

Figura 2-54 - Preços médios no mercado à vista e no mercado de futuros



Fonte: OMEL, OMIP

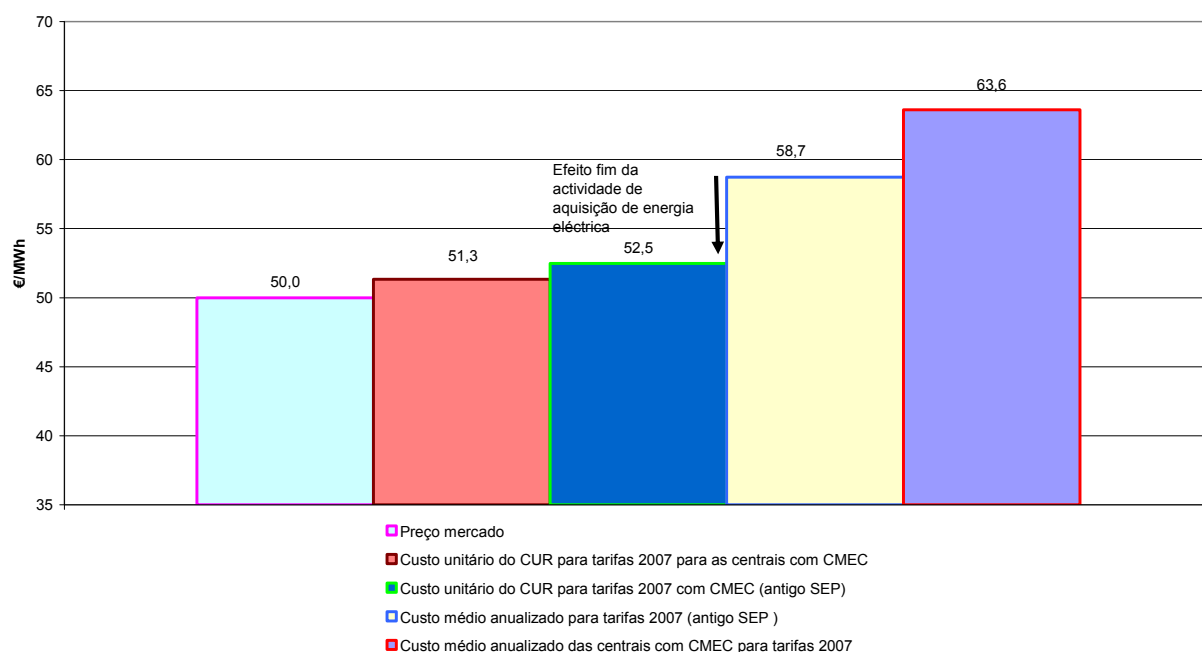
Importa salientar que o custo de aquisição unitário, cerca de 52 €/MWh, isto é, o custo de aquisição por unidade de energia eléctrica adquirida é superior ao preço de mercado previsto pela REN para 2008, de 51 €/MWh. Outros factores para além do preço de mercado deverão integrar os custos com aquisição da energia previstos pela EDP SU.

Com o aumento do preço de mercado, a diminuição nos custos com a energia eléctrica adquirida aos produtores em regime ordinário justifica-se pelo impacto do fim dos CAE. Contudo, este preço de mercado não se pode facilmente comparar aos custos com CAE, tendo em conta, por um lado, que os custos com os CAE englobam alguns serviços de sistema, não incluindo outros serviços de sistema de valores mais elevados, como seja a reserva girante, e que, por outro lado, a remuneração dos CAE premeia a disponibilidade das centrais no que pode ser entendido como algo semelhante à garantia de potência, que não está incluída no preço de mercado *spot*. Acresce que o fim dos CAE leva ao pagamento de custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) por todos os consumidores, devendo estes custos constar em qualquer comparação entre os custos com aquisição de energia

eléctrica antes e depois do fim da maioria dos CAE. Finalmente, importa relembrar que o sobrecusto dos CAE remanescentes é igualmente pago por todos os consumidores.

Neste contexto, a Figura 2-55 compara o efeito do fim da actividade de aquisição de energia eléctrica no custo para os consumidores do EDP SU da energia eléctrica produzida pelas centrais que até Junho de 2007 estavam enquadradas por CAE (antigo SEP), tendo por base os custos e os preços de mercados relativos às tarifas do último quadrimestre de 2007. Observa-se que para um preço de mercado de 50 €/MWh, o fim da actividade de aquisição de energia eléctrica e a consequente aquisição pela EDP SU da energia em ambiente de mercado leva a uma diminuição dos custos com aquisição de energia eléctrica às centrais do anteriormente denominado sistema público de mais de 6 €/MWh.

Figura 2-55 - Efeito do fim da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica (dados tarifas 2007)

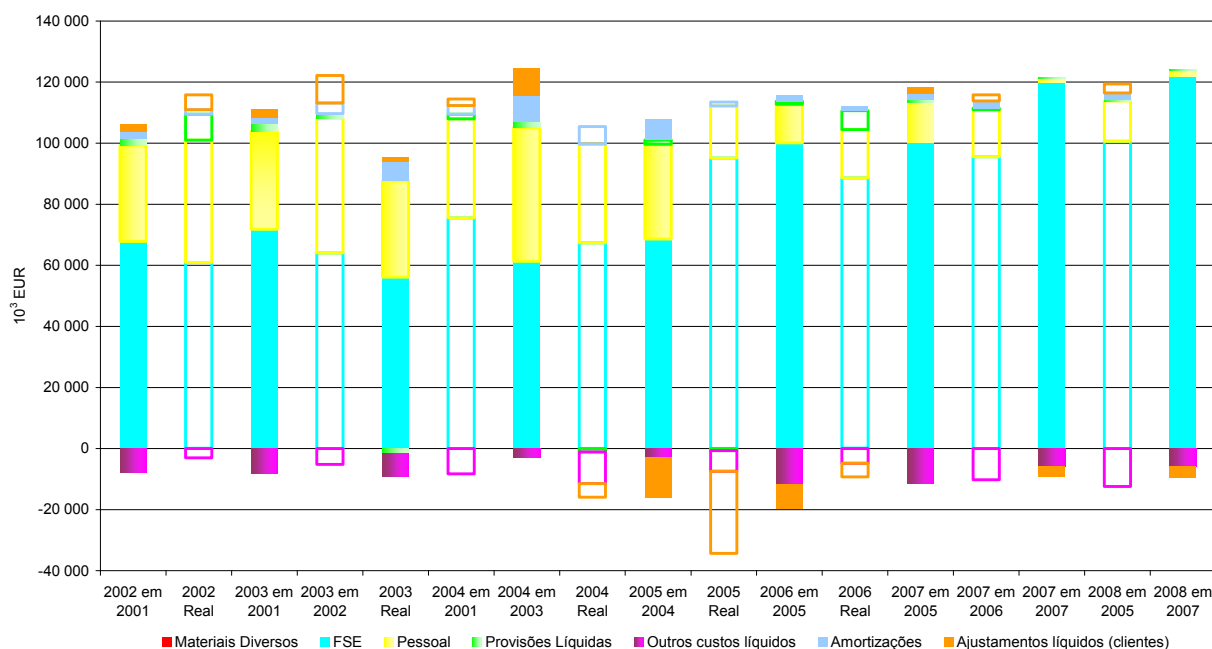


Fonte: ERSE, REN

2.4.2.2 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

Apresentamos de seguida os custos da actividade de Comercialização para o período de 2002 e 2006, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos.

Figura 2-56 - Custos Operacionais da Actividade de Comercialização
(Preços correntes)



Fonte: EDP Distribuição e EDP SU

Tal como já foi referido no ponto 2.4.1 da análise global da empresa, a principal rubrica de custos é a de fornecimentos e serviços externos que representam nos últimos anos cerca de 90% do total de custos, o que traduz um aumento de cerca de 20% face ao peso nos anos até 2005.

A partir de 2006 verifica-se que os custos com amortizações são nulos, pois na constituição da nova empresa não houve passagem de imobilizado e os custos com Pessoal são bastantes reduzidos, pois muitos dos serviços são prestados por pessoal de outras empresas do grupo EDP.

É de referir o valor reduzido dos ajustamentos de dívidas a receber em 2005, o qual já foi justificado no ponto 2.3.1 na análise de custos da EDP Distribuição.

Dada a sua natureza e peso na estrutura de custos, apresentamos de seguida um quadro resumo das principais componentes dos FSE.

Quadro 2-34 - FSE da actividade de Comercialização

Unid: 10³ EUR

Rubricas	2006		2007		2008	
	em 2005	real	em 2005	em 2007	em 2005	em 2007
FSE						
Empresas do grupo	89 484	109 969	89 291	117 598	89 230	119 308
Trabalhos Especializados	89 484	109 969	89 291	117 598	89 230	119 308
Serviços da EDP Distribuição	-	31 642	-	29 681	-	30 564
Serviços da EDP Soluções Comerciais	87 096	75 510	86 935	83 801	86 935	83 241
Outros	2 388	2 817	2 356	4 116	2 295	5 503
Externos do grupo	10 618	244	11 028	2 394	11 464	2 692
Total	100 102	110 213	100 319	119 992	100 694	122 000

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 com serviços de intervenção na rede.

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 1997 a 2008 na Região Autónoma dos Açores (RAA). Os valores de 1997 a 2006 são verificados e os de 2007 e 2008 são os valores propostos pela EDA em Junho de 2007.

De 1997 a 2006, o consumo referido à emissão cresceu em média 7,3% ao ano. A EDA prevê crescimentos na ordem dos 5,1% e 5,4%, para os anos de 2007 e 2008, respectivamente. Realça-se o facto de em entre 2006 e 2007 estimar-se uma redução em 4,3% da produção própria das centrais da EDA, compensada pelo acréscimo de 51,4% 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 (7,9%), 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 2006, verificou-se um crescimento dos fornecimentos ao Sistema Público da RAA de 5,3%, inferior em 2 p.p. ao verificado entre 2004 e 2005, como consequência do abrandamento do consumo de energia fornecida em MT.

Ao longo do período 1997 a 2006 verificou-se uma redução das taxas de perdas passando de 13,9% em 1997 para 8,4% em 2006. A metodologia adoptada na previsão dos consumos reflecte-se na taxa de perdas⁹, perspectivando-se para 2007 e 2008 a taxa sensivelmente idêntica, na ordem dos 8,5%.

⁹ Taxa de perdas = perdas / fornecimentos no Mercado Regulado x 100.

Quadro 3-1 - Evolução da procura na RAA

Unidade: MWh

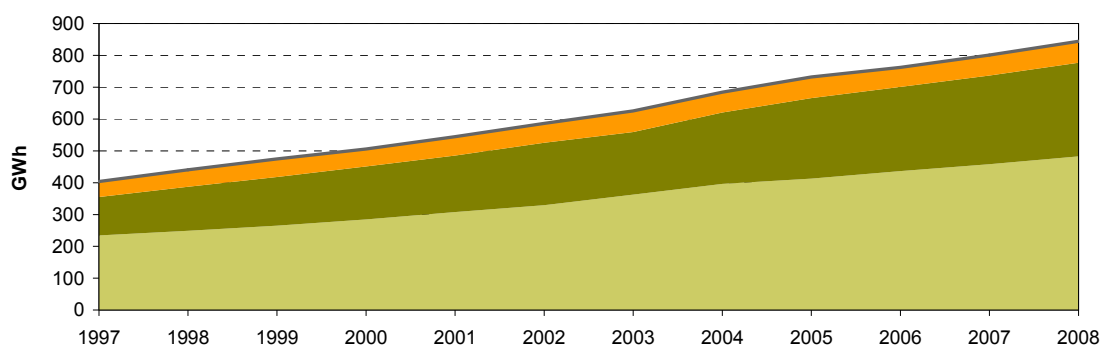
RUBRICAS	Real										Proposta EDA Junho/2007	
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
EMISSION PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	403 864	440 612	474 758	505 511	544 297	586 605	625 934	684 706	732 207	762 369	801 033	844 613
(Variação média anual)		9,1%	7,7%	6,5%	7,7%	7,8%	6,7%	9,4%	6,9%	4,1%	5,1%	5,4%
- Perdas nas redes	49 213	53 739	56 737	54 780	59 096	60 494	65 797	62 685	64 686	59 200	62 390	65 765
(perdas/fornecimentos)	13,9%	13,9%	13,6%	12,2%	12,2%	11,5%	11,8%	10,1%	9,7%	8,4%	8,5%	8,5%
- Consumos Próprios ^[1]	0	0	0	0	0	341	880	1 498	1 436	1 861	1 889	1 917
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA	354 651	386 873	418 021	450 731	485 201	525 770	559 257	620 523	666 085	701 308	736 754	776 931
(Variação média anual)		9,1%	8,1%	7,8%	7,6%	8,4%	6,4%	11,0%	7,3%	5,3%	5,1%	5,5%
BT	233 895	249 240	264 987	284 425	307 807	329 968	362 442	395 841	412 651	436 746	457 933	482 675
(Variação média anual)		6,6%	6,3%	7,3%	8,2%	7,2%	9,8%	9,2%	4,2%	5,8%	4,9%	5,4%
MT	120 756	137 633	153 034	166 306	177 395	195 802	196 815	224 682	253 434	264 562	278 821	294 256
(Variação média anual)		14,0%	11,2%	8,7%	6,7%	10,4%	0,5%	14,2%	12,8%	4,4%	33,2%	5,5%

Nota:

^[1] Exclui consumos próprios das centrais.

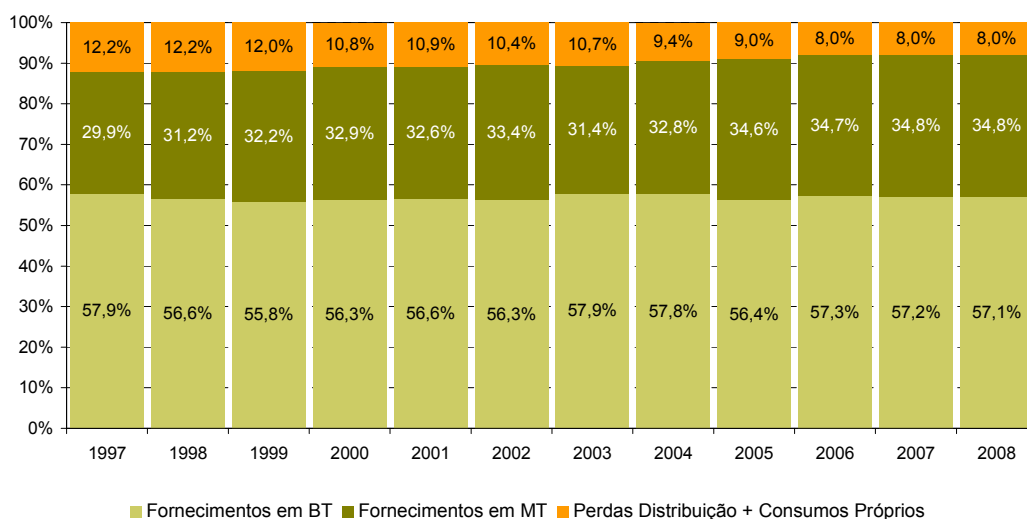
A Figura 3-1 permite visualizar a evolução da procura de electricidade e a evolução das perdas nas redes, incluindo consumos próprios, para o período 1997-2008. Da análise da figura verifica-se que a estrutura de consumos manteve-se praticamente estável de 1997 a 2002. Em 2003 e 2004 devido a uma reclassificação de consumos¹⁰ 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



■ Fornecimentos em BT ■ Fornecimentos em MT
■ Perdas Distribuição + Consumos Próprios ■ Emissão para a rede do SPA

Estrutura



¹⁰ 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 1997-2008, onde se apresentam os valores verificados até 2006 (Real), as previsões efectuadas pela EDA desde 2002 (Previsão Tarifas 2003, Previsão Tarifas 2004, Previsão Tarifas 2005, Previsão Tarifas 2006, Previsão Tarifas 2007 e Previsão Tarifas 2008), os valores utilizados na fixação das tarifas (Tarifas 2003, Tarifas 2004, Tarifas 2005, Tarifas 2006 e Tarifas 2007), 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 1997 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 prevê uma desaceleração no crescimento dos consumos em baixa tensão, relativamente aos valores ocorridos no período 1997-2004.

Figura 3-2 - Fornecimentos em BT na RAA



	Tx. Média	1998/97	1999/98	2000/99	2001/2000	2002/2001	2003/2002	2004/2003	2005/2004	2006/2005	2007/2006	2008/2007
Real	7,4%	6,6%	6,3%	7,3%	8,2%	7,2%	9,8%	9,2%	4,2%	5,8%		
Previsão Tarifas 2003	7,2%					7,6%	7,2%					
Tarifas 2003	7,2%						7,2%					
Previsão Tarifas 2004	6,9%						8,1%	4,3%				
Tarifas 2004	7,0%							6,7%				
Previsão Tarifas 2005	7,8%							8,8%	8,3%	6,4%	6,6%	
Tarifas 2005	7,8%								8,3%			
Previsão Tarifas 2006	7,6%								7,4%	6,8%	6,3%	6,6%
Tarifas 2006	7,6%									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%

Relativamente aos fornecimentos em MT, a desaceleração prevista nas taxas de crescimento para os anos de 2007 a 2008 reflectem alguma prudência face à retracção do consumo ocorrida nesse segmento entre os anos 2005 e 2006.

Figura 3-3 - Fornecimentos em MT na RAA



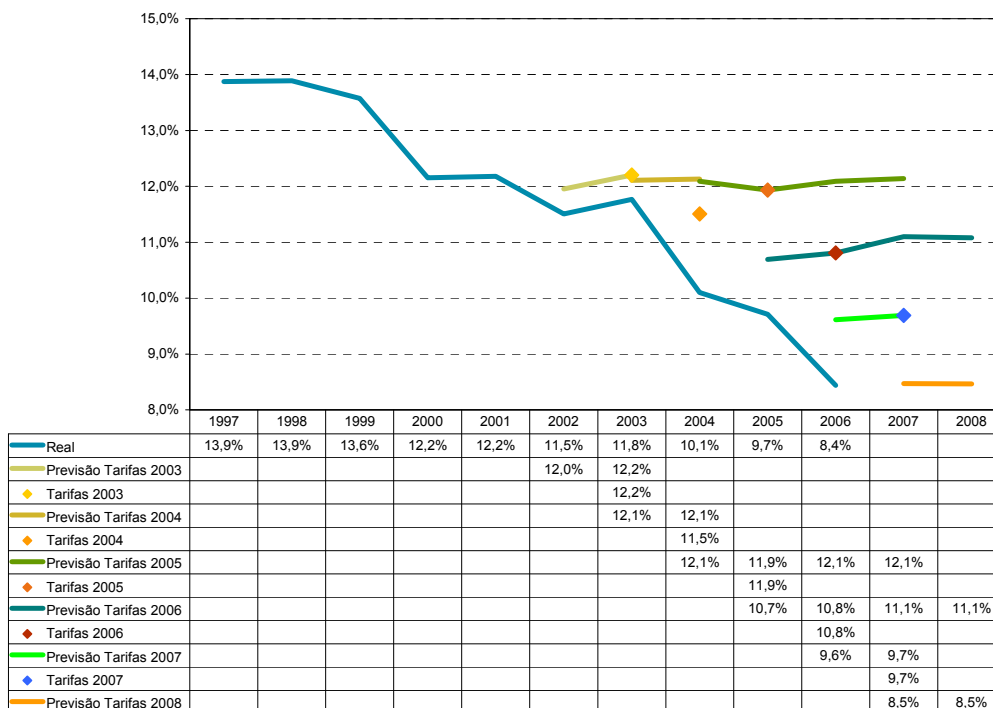
PERDAS

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 1997-2006, 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



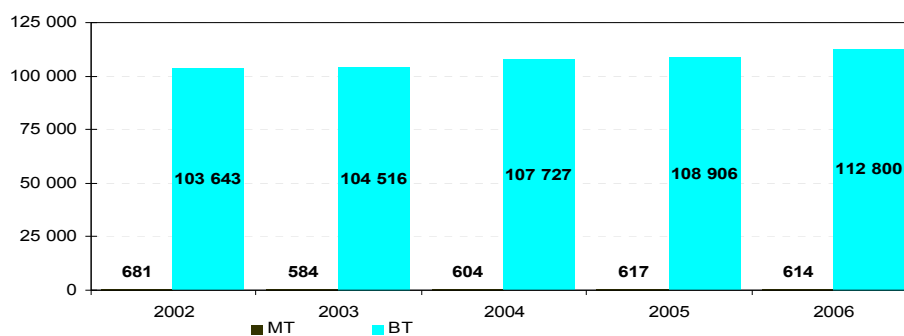
3.2 EDA

3.2.1 ANÁLISE GLOBAL

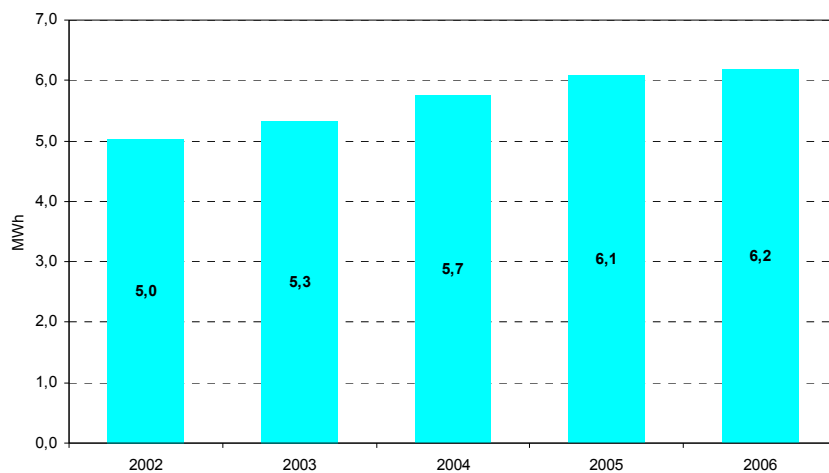
3.2.2 ANÁLISE GLOBAL

Apresentam-se de seguida alguns indicadores que caracterizam o desempenho global da EDA no período 2002-2006.

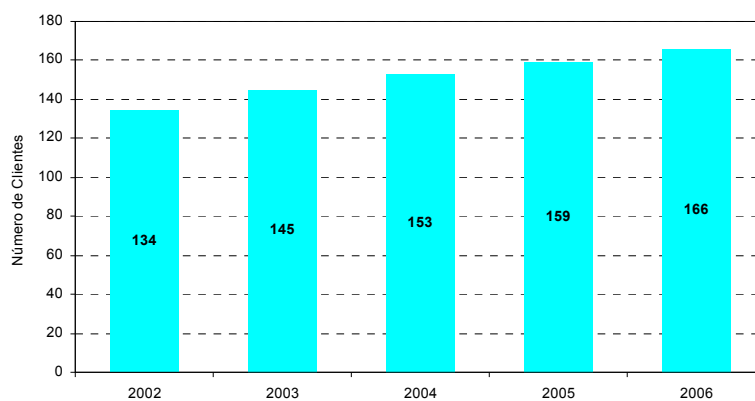
Figura 3-6 - Número de Clientes



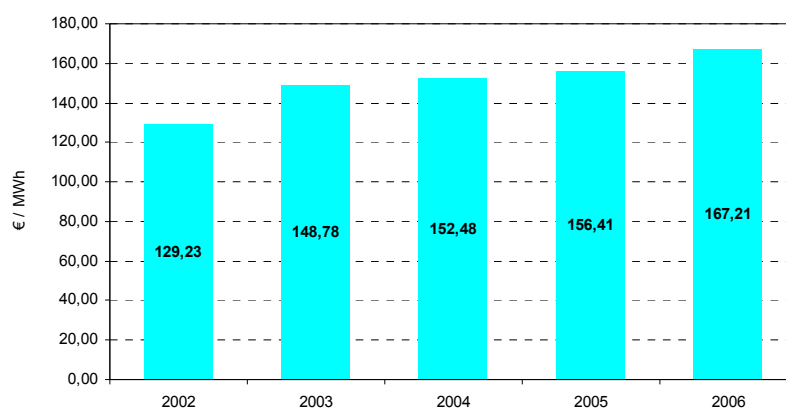
Fonte: EDA

Figura 3-7 - Fornecimentos de energia eléctrica por cliente

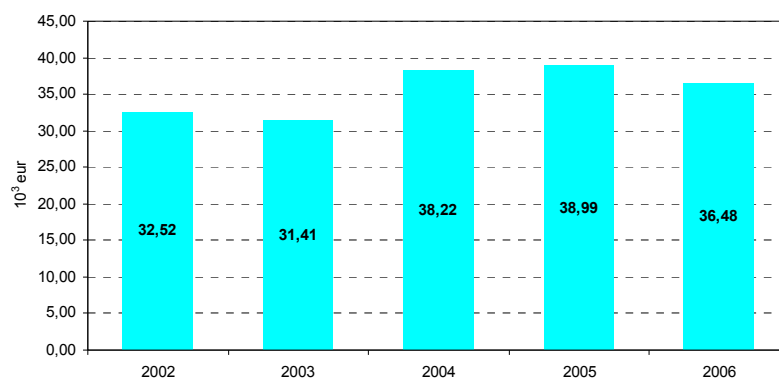
Fonte: EDA

Figura 3-8 - Clientes por Trabalhador

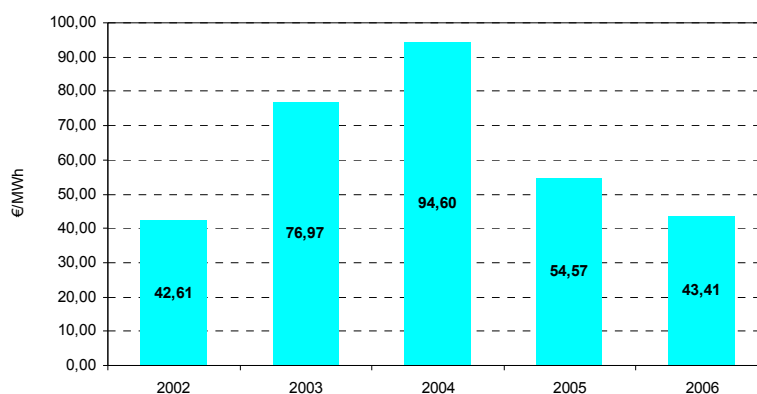
Fonte: EDA

Figura 3-9 - Custos Operacionais por MWh fornecido

Fonte: EDA

Figura 3-10 - Custos com Pessoal por Trabalhador

Fonte: EDA

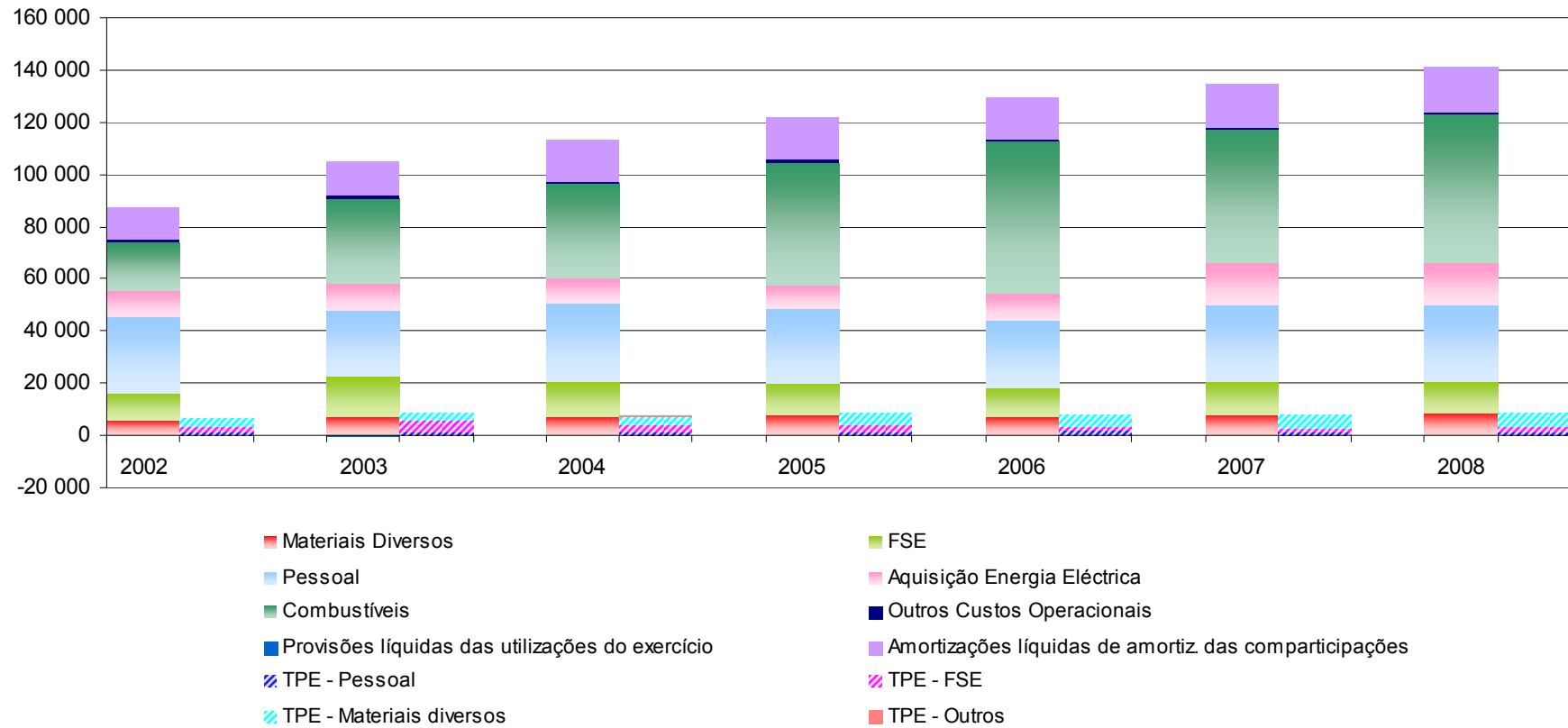
Figura 3-11 - Investimento a custos técnicos por MWh fornecido

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 tem apresentado uma grande oscilação, com destaque para o ano de 2004 onde o montante em investimento foi muito elevado como explicado mais à frente.

Seguidamente apresenta-se os custos operacionais da EDA nos anos de 2002 a 2006 e os custos estimados e previstos pela empresa para 2007 e 2008, respectivamente.

Figura 3-12 - Custos Operacionais da EDA
(Preços constantes de 2007)



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.

A segunda maior fatia dos custos, cerca de 20%, refere-se aos custos com pessoal para os quais se prevê um aumento para 2007 e 2008, resultante, sobretudo, da estimativa de acréscimo de responsabilidades com o fundo de pensões e indemnizações por despedimento. 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 e 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%.

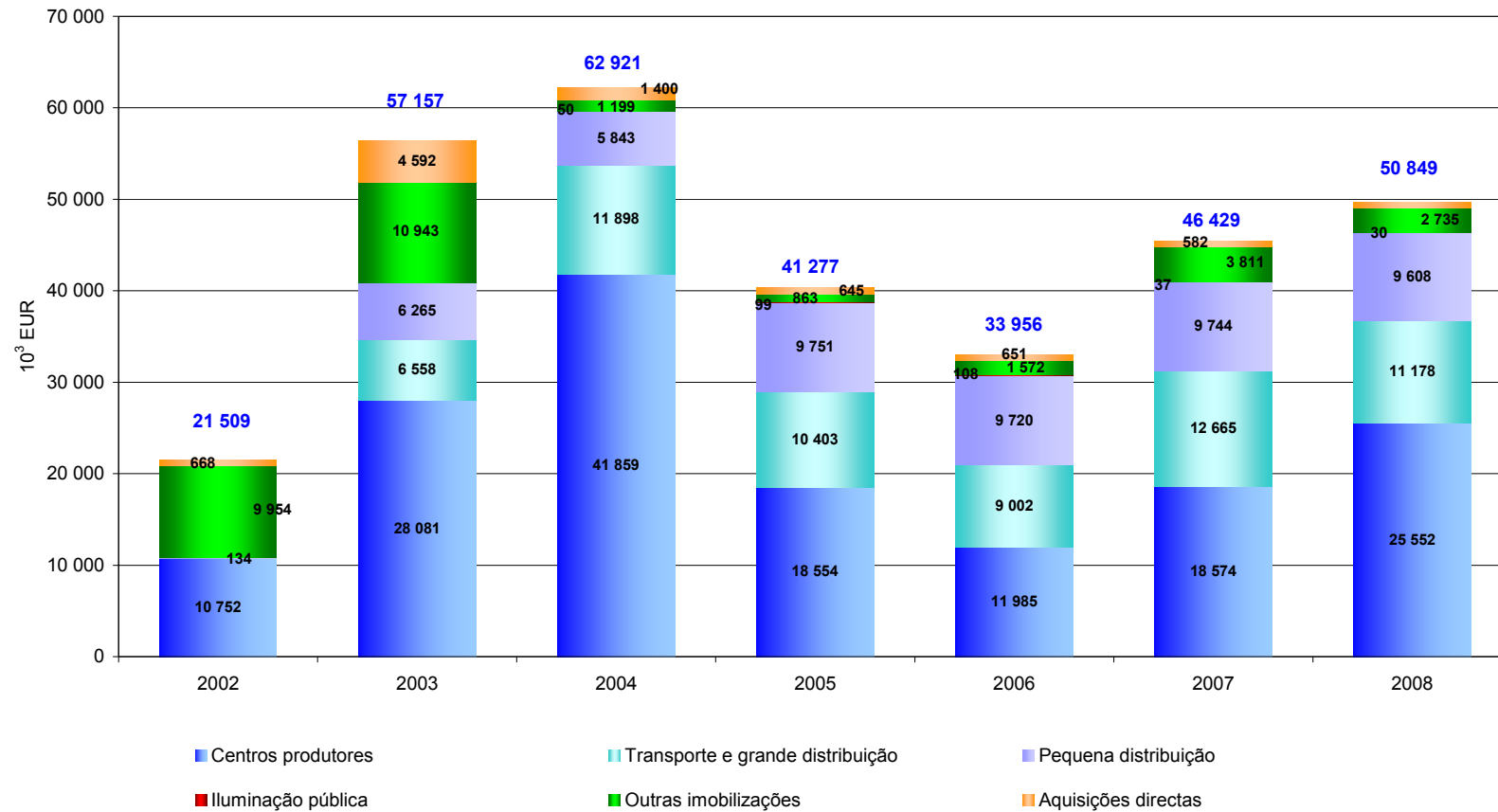
Podemos ainda constatar que ao nível dos FSE se assiste a um aumento em virtude, principalmente, das sub-rubricas de Conservação e Serviços de informática (pela revisão do contrato do sistema comercial – SAP IS-U) e da necessidade que a EDA tem em recorrer a subcontratação para colmatar a diminuição 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, assim verificamos 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 gradual para 2007 e 2008. 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.

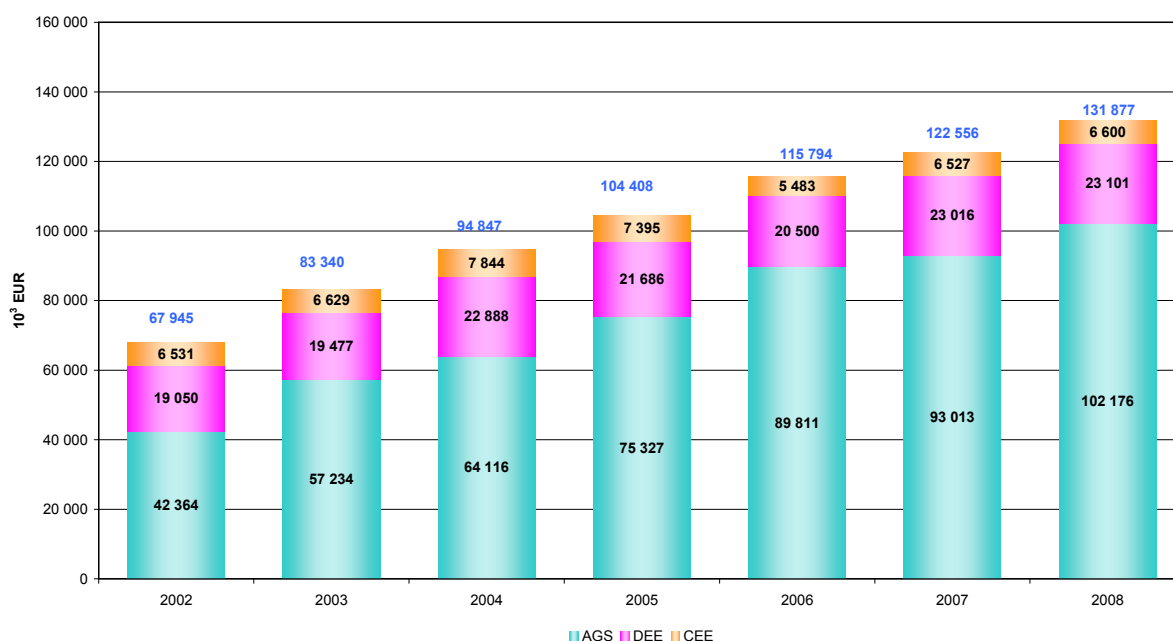
O ano 2004 fica marcado por um crescimento acentuado do nível de investimento em virtude do reforço do sistema electroprodutor e substituição de equipamento obsoleto. As previsões da EDA evidenciam que os maiores montantes de investimentos continuarão a ser realizados ao nível dos centros produtores e das áreas do transporte e grande distribuição.

3.2.3 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

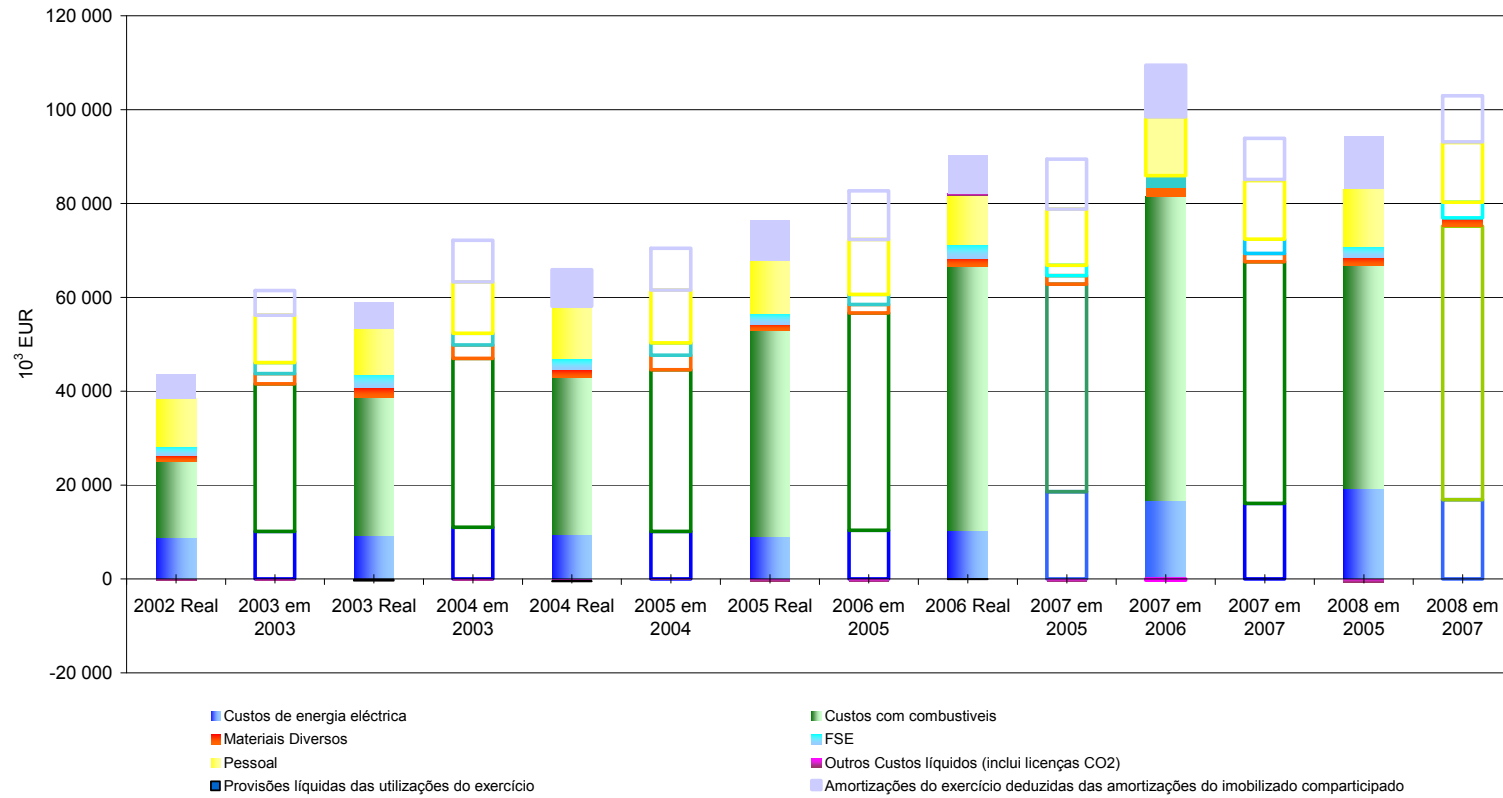
Os valores apresentados indicam um crescimento constante dos custos operacionais. A actividade de Aquisição de Energia e Gestão do sistema é a principal responsável por esse aumento, estando previsto pela EDA um aumento de cerca de 10% para 2008.

Para as actividades de Distribuição e Comercialização de Energia Eléctrica os anos de 2005 e 2006 representam uma queda dos custos operacionais.

3.2.3.1 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 de 2002 e 2006, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos.

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 de praticamente todas as rubricas de custos. No entanto, há a destacar a rubrica de Combustíveis como a rubrica com maior contribuição para aquele crescimento, em média 26%.

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. Em 2008 o ligeiro aumento resulta da previsão de entrada em exploração do novo parque eólico na ilha Terceira.

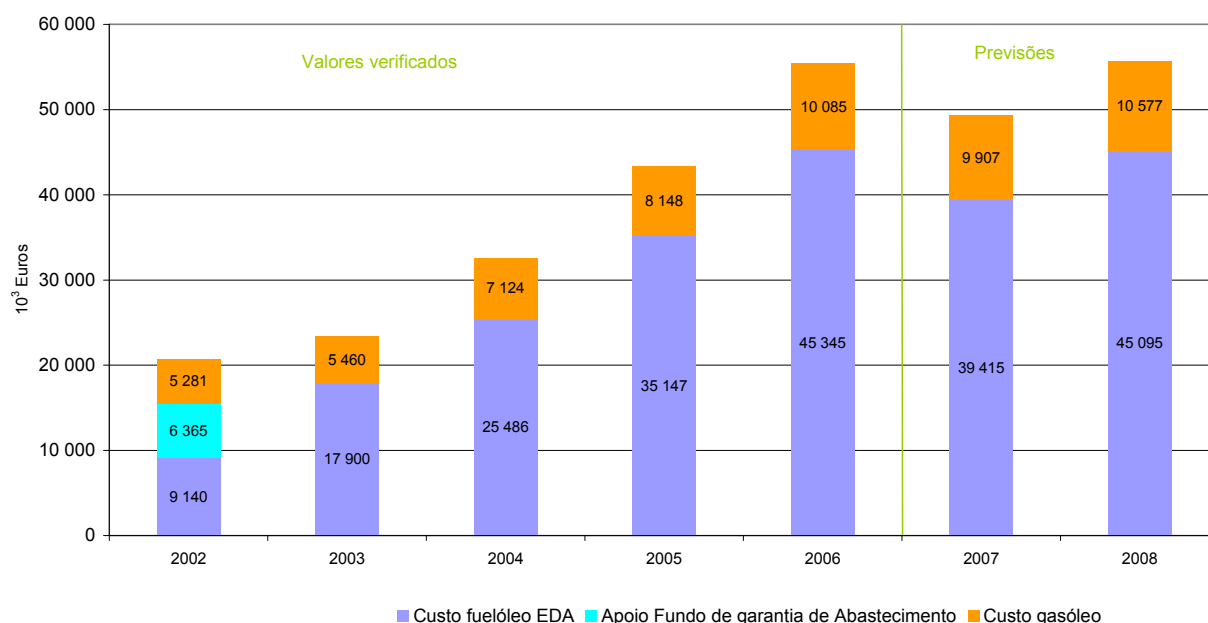
Quando comparados os valores reais com os valores inicialmente previstos para tarifas constata-se que no primeiro período regulatório os valores reais são inferiores ao previstos devido essencialmente ao facto do custo e dos consumos de combustíveis previstos serem superiores aos reais.

A partir de 2005 aquela tendência inverte-se. Os custos reais com Combustíveis superam em muito as previsões, devido ao aumento do preço do gasóleo nos mercados internacionais.

CUSTOS COM COMBUSTÍVEIS DA 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 3-16 mostra que grande parte deste custo diz respeito ao fuelóleo, tendo a sua importância vindo a aumentar, tendo atingido o valor máximo, quer em termos relativos, quer em termos absolutos em 2006.

Figura 3-16 - Custos com combustíveis

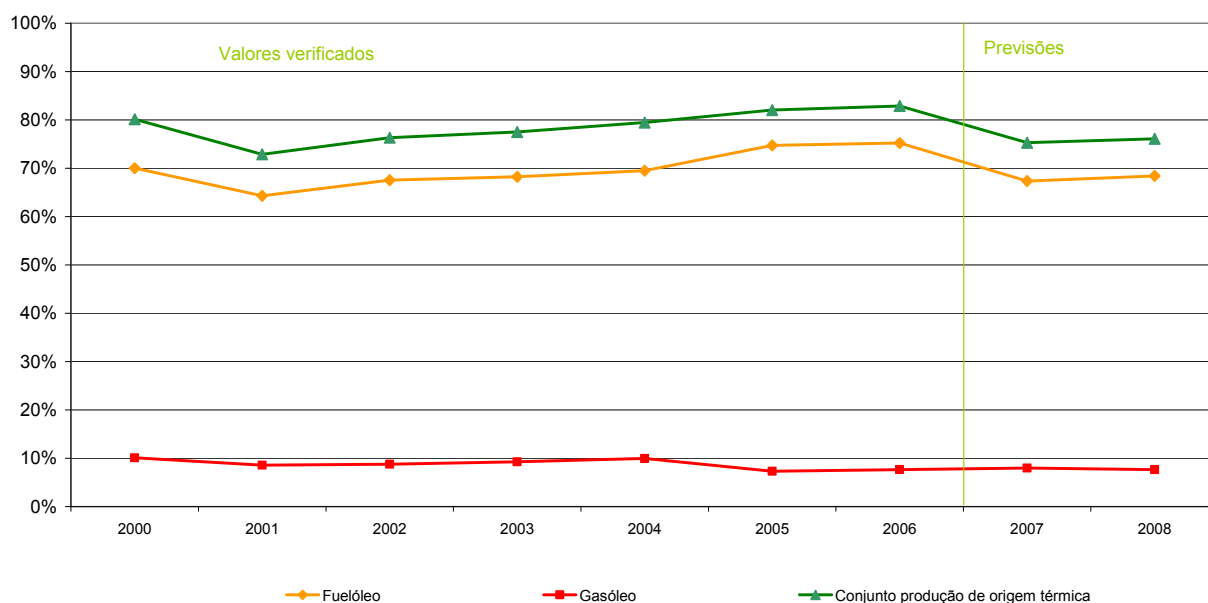


Fonte: EDA

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 2006, o custo com o fuelóleo passou de cerca de 77%, para 82% do total dos custos com combustíveis. Para 2008, a EDA prevê que o custo com o fuelóleo diminua muito ligeiramente para cerca de 81% do total dos custos com combustíveis, devendo diminuir cerca de 250 mil euros face a 2006 e mais de 5,5 milhões de euros relativamente a 2007.

Em termos de produção de energia eléctrica, o peso do fuelóleo também é bastante importante. A Figura 3-17 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%. A EDA prevê que a produção a fuelóleo diminua abaixo de 70% do total a partir de 2007, com a entrada em funcionamento de uma nova central geotérmica. No que diz respeito à produção com origem em centrais à gasóleo, a EDA prevê que o seu peso se mantenha ligeiramente acima de 7,5%, como se tem verificado desde 2005.

Figura 3-17 - Evolução do peso da produção de energia eléctrica das centrais térmicas na produção total



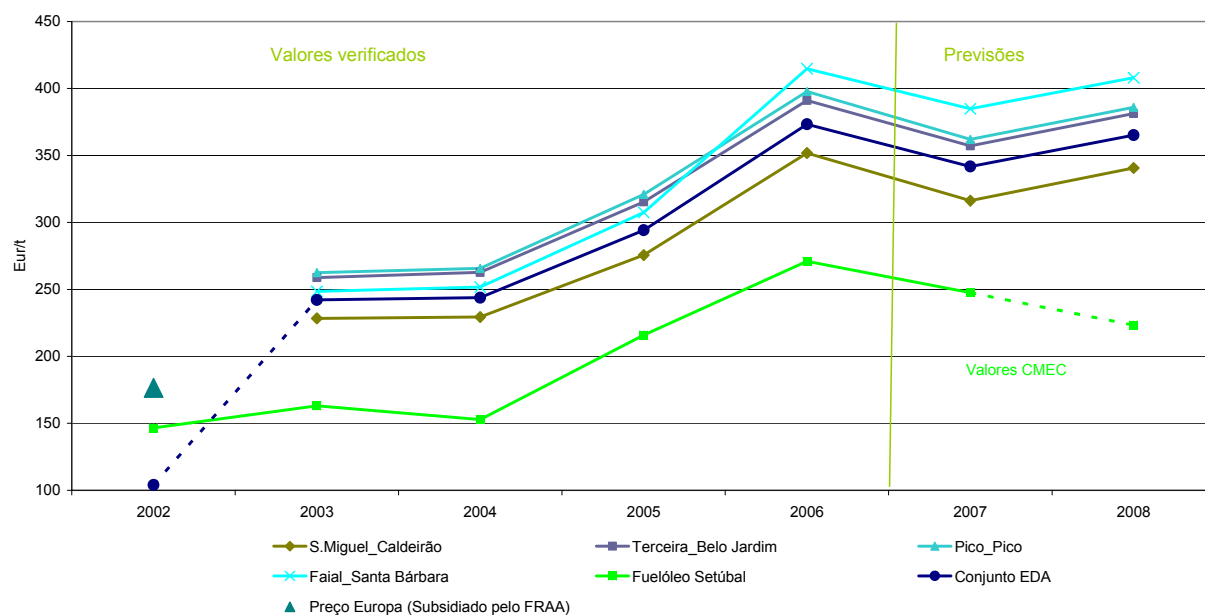
Fonte: EDA

A Figura 3-18 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 gasóleo, 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 2007. Devido ao facto da EDA prever um aumento do custo do fuelóleo para 2008, ao contrário do previsto para esse ano para Setúbal, a diferença entre os valores do fuelóleo na RAA e em Portugal continental voltam a aumentar para 2008. Registe-se que os valores de 2008 para Portugal continental são os valores implícitos no cálculo dos Custos para Manutenção do Equilíbrio Contratual.

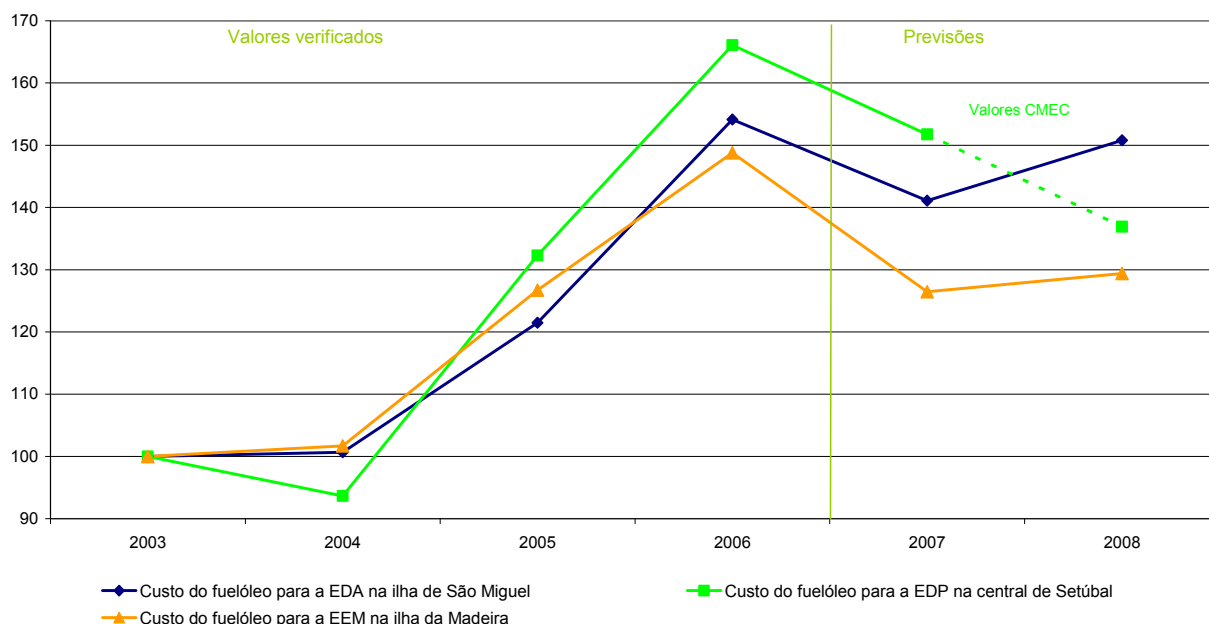
Figura 3-18 - Evolução do custo unitário do fuelóleo consumido na RAA e em Portugal continental



Fonte: EDA, REN

A evolução prevista do custo unitário do fuelóleo nos Açores relativamente à Madeira está patente na Figura 3-19. 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 3-19 - Evolução do custo unitário do fuelóleo nos Açores, na Madeira e em Portugal continental, base 100, 2003



Fonte: EDA, EEM, REN

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.

A regulação aplicada na RAA tem em conta as suas especificidades estruturais ao aceitar o custo do gasóleo que é acrescido ao fuelóleo para produção de energia eléctrica.

Por outro lado, 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 ser o previsto para o continente não acarreta de facto um agravamento de custo. 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%.

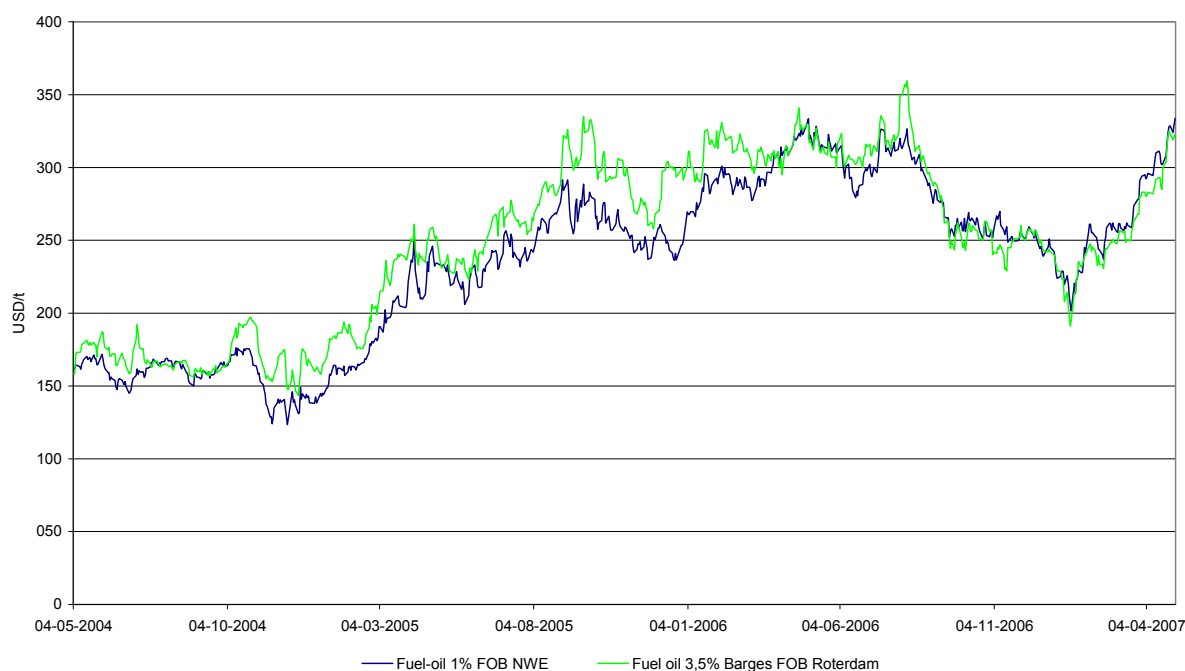
A Figura 3-20 mostra a evolução entre Maio de 2004 e Maio de 2007 dos preços FOB do fuelóleo com 1% de enxofre em NWE *Cargoes*, que corresponde a lotes em torno de 25 mil toneladas, bem como do fuelóleo com 3,5% de enxofre Roterdão *Barges*, que corresponde a lotes menores, em torno de 2 mil

toneladas. Este último preço corresponderá ao preço do fuelóleo adquirido para consumo na RAA, sem o acréscimo dos custos relativos ao gasóleo.

A Figura 3-20 mostra que o preço FOB do fuelóleo 1% *Cargoes*, consumido nas centrais eléctricas de Portugal continental, foi superior ao preço FOB do fuelóleo *Barges* em 2005 e em 2006, sendo igual ou ligeiramente inferior a este preço em 2007. Esta diferença foi em média de 25 USD/t ao longo de 2005, tendo diminuído para apenas 7 USD/t em 2006.

Assim, o acréscimo de custos, que decorre do facto do fuelóleo adquirido para produção de energia eléctrica na RAA poder ser realizado em menores quantidades do que o adquirido em Portugal continental, é parcialmente anulado pelo facto do fuelóleo consumido na RAA estar indexado ao preço do fuelóleo com teor de enxofre de 3,5%, em regra mais barato do que o fuelóleo com teor de enxofre de 1%.

Figura 3-20 - Preço do fuelóleo 1% FOB NWE *Cargoes* e 3,5% FOB Roterdão *Barges*

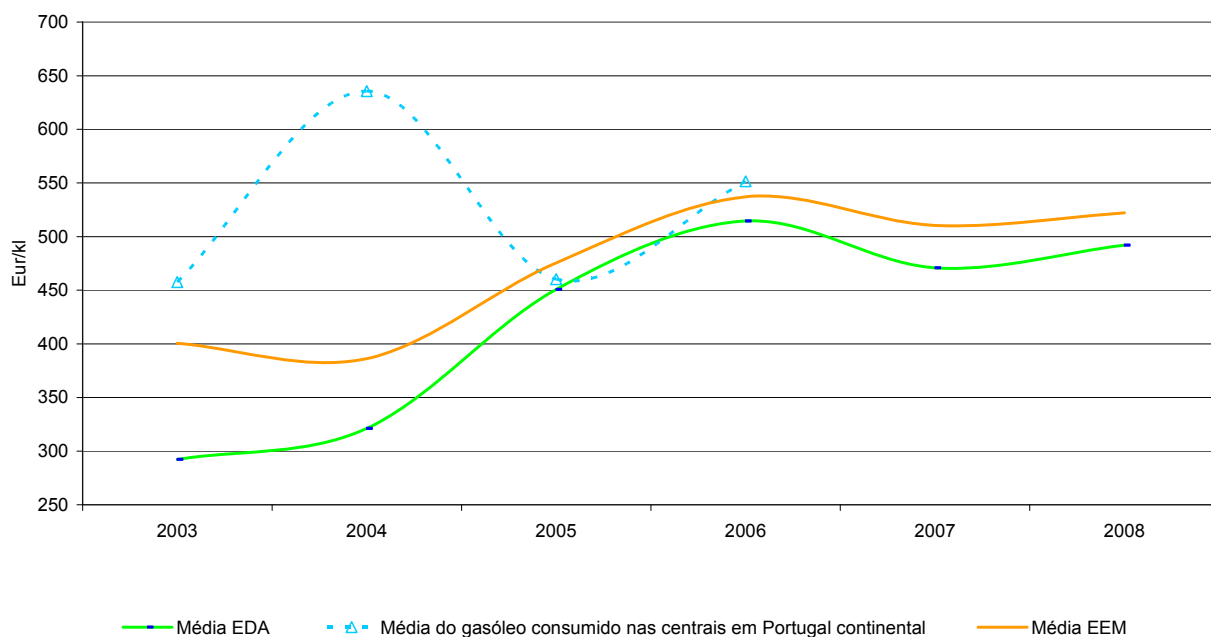


Fonte: Platt's Oilgram Price Report

No que diz respeito ao preço do gasóleo, a Figura 3-21 mostra que, ao contrário do caso do fuelóleo, o custo unitário do gasóleo tem crescido substancialmente mais na RAA do que em Portugal continental¹¹, estando em linha com o crescimento verificado na RAM.

¹¹ O preço do gasóleo em Portugal continental apenas diz respeito ao período 2003, 2005, por o consumo de gasóleo previsto para 2006 e 2007 ter pouco significado ou mesmo nulo.

Figura 3-21 - Evolução do custo unitário do gasóleo para produção de energia eléctrica nas centrais da EDA, no arquipélago da Madeira e em Portugal continental

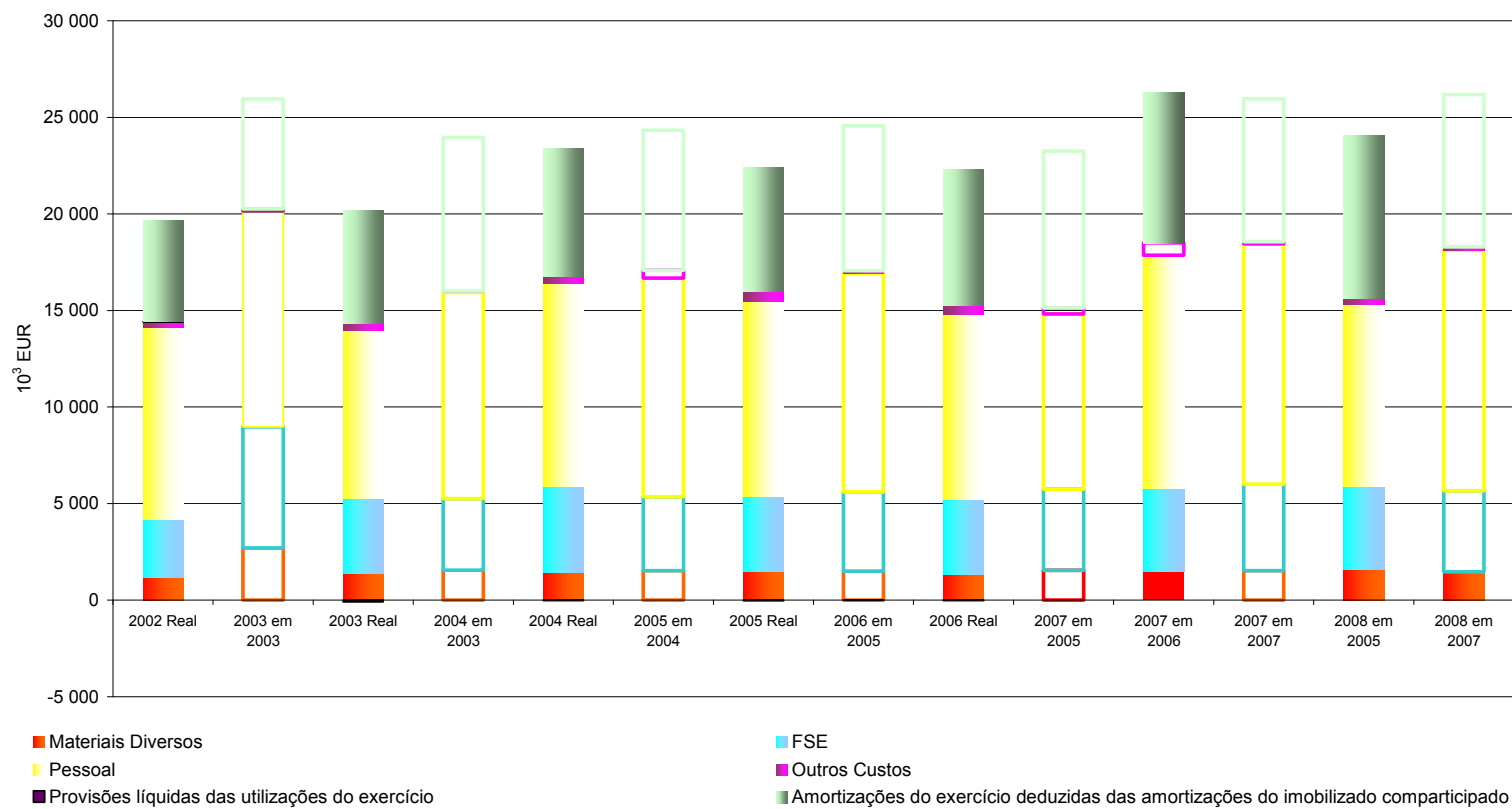


Fonte: EDA, EEM, REN

3.2.3.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Apresentamos de seguida os custos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica para o período de 2002 e 2006, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos.

Figura 3-22 - Custos Operacionais da Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica
(Preços correntes)



Fonte: EDA

Na Figura 3-22 são apresentados os custos operacionais da actividade de distribuição. Como se pode observar, as previsões da EDA apontam para um aumento dos custos em 2007-2008, mantendo-se, no entanto, a mesma estrutura de custos.

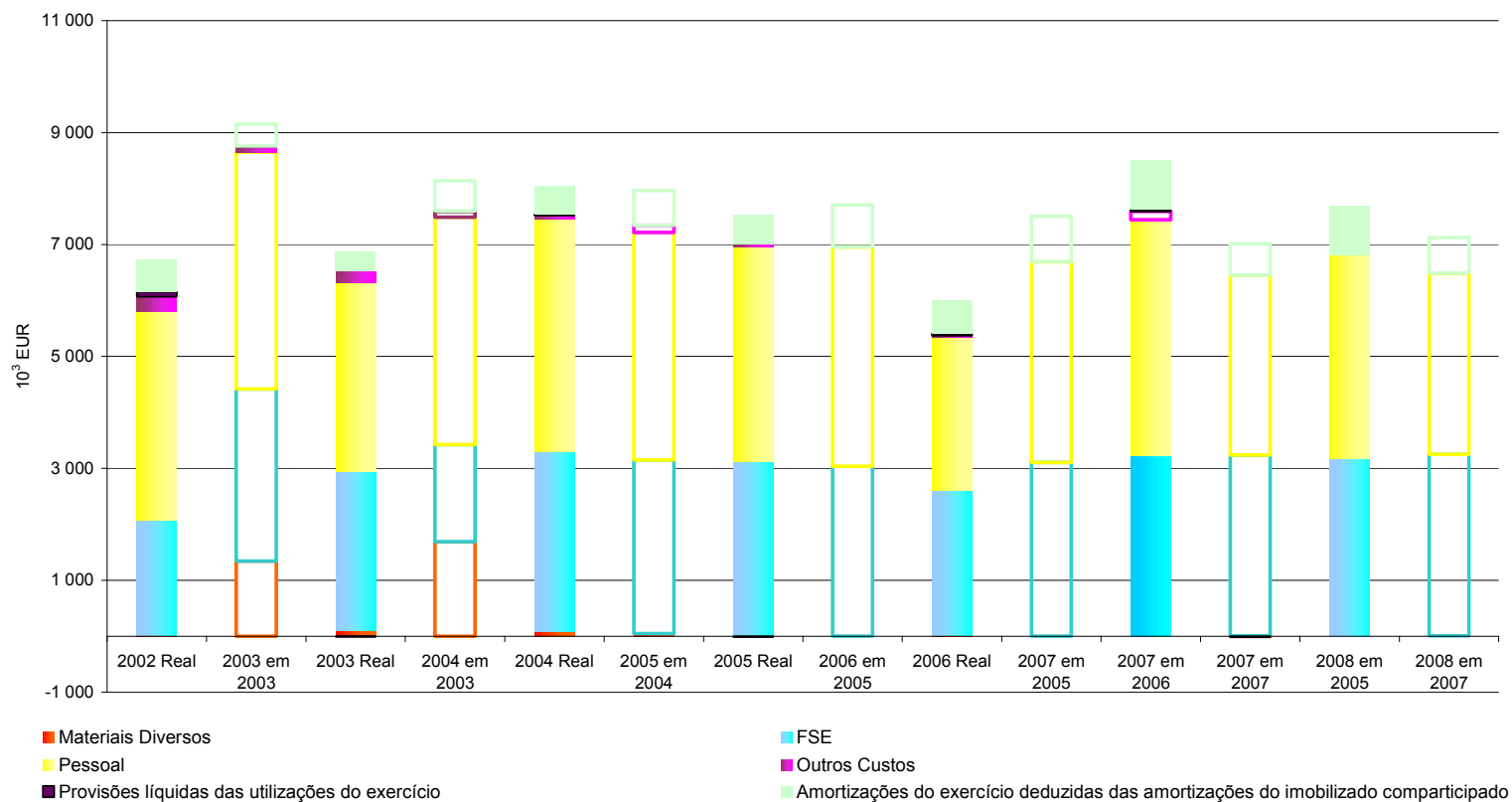
A natureza de custos que mais se evidencia é a dos custos com pessoal, com mais de 50% dos custos totais e as amortizações do exercício que representam em média 23%. A dispersão geográfica das ilhas e a necessidade de assegurar um serviço com qualidade exige um esforço ao nível dos custos com pessoal.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

Quando comparados os valores enviados como previsões em 2003 e 2005 com os realmente realizados, pode-se concluir que os valores reais são inferiores aos previstos, com maior destaque para a rubrica de custos com pessoal, sendo esta rubrica muito sensível a ganhos/perdas actuariais com o fundo pensões.

3.2.3.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

Apresentamos de seguida os custos da actividade de Comercialização para o período de 2002 e 2006, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos.

Figura 3-23 - Custos Operacionais da Actividade de Comercialização
(Preços correntes)



Fonte: EDA

Pela figura anterior verifica-se que os custos operacionais desta actividade se mantêm mais ou menos estáveis no último triénio em análise. De acordo com as previsões, o custo mais significativo da estrutura continua a ser o Pessoal com cerca de 45% do total de custos, logo seguido dos FSE. Estes custos são composto principalmente, pelos prestadores de serviços, por serviços de informática e por franquias e selos postais. As restantes rubricas assumem pouca expressão, representando no seu conjunto cerca de 16% do total de custos.

Todas as rubricas têm ficado aquém do inicialmente previsto, excepto a rubrica de FSE que em 2004 quase duplicou o valor previsto, pois houve muitos custos que não estavam orçamentados. Em 2006 há a destacar os custos com pessoal que registam um decréscimo acentuado em virtude de uma alteração da taxa de actualização do fundo de pensões.

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 1997 e 2008. Os valores apresentados até 2006 correspondem aos verificados enquanto que, para os dois últimos anos em análise (2007 e 2008), 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 1997 e 2006, um crescimento médio anual de 7,4%, valor superior em 0,66 pontos percentuais face ao crescimento médio anual previsto entre 1997 e 2008.

Entre 1997 e 2006, o crescimento médio anual verificado nos fornecimentos ao Sistema Público da RAM é de 8,0%, valor superior ao crescimento médio anual no período 1997-2008 em 0,73 pontos percentuais e superior em 3,4 pontos percentuais ao crescimento médio anual entre 2007 e 2008. Tal situação espelha a percepção por parte da empresa de uma diminuição no ritmo de crescimento dos fornecimentos futuros. Tanto no período 1997-2006 como no período 1997-2008, 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 Sistema Serviço Público da RAM.

A taxa de perdas¹² apresenta uma trajectória decrescente entre 1997 e 2006. 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 2007 e 2008, a EEM prevê uma taxa de perdas de 9,2%, correspondendo à média do nível de perdas e fornecimentos verificados em 2003, 2004 e 2005.

¹² Taxa de perdas = perdas / fornecimentos ao SPM.

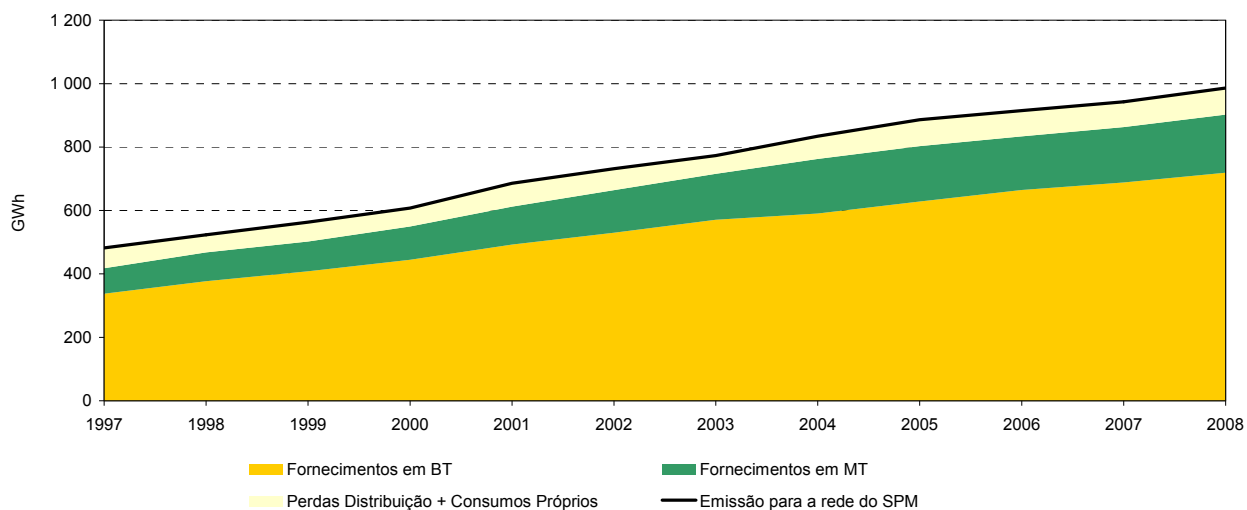
Quadro 4-1 - Evolução da procura na RAM

RUBRICAS	Real										Proposta EEM Junho/2007	
	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM (Variação média anual)	482 070	523 144 8,5%	562 980 7,6%	607 470 7,9%	685 908 12,9%	732 328 6,8%	773 238 5,6%	834 442 7,9%	886 600 6,3%	914 660 3,2%	942 825 3,1%	985 846 4,6%
- Perdas nas redes (perdas/fornecimentos)	64 000	55 244 11,8%	61 030 12,2%	57 760 10,5%	73 074 11,9%	67 519 10,2%	56 996 8,0%	71 075 9,3%	81 781 10,2%	80 390 9,6%	79 357 9,2%	82 978 9,2%
- Consumos Próprios ⁽¹⁾	0	0	0	0	693	794	771	826	1 915	867	898	938
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM (Variação média anual)	418 070	467 900 11,9%	501 950 7,3%	549 710 9,5%	612 141 11,4%	664 015 8,5%	715 471 7,7%	762 541 6,6%	802 904 5,3%	833 402 3,8%	862 571 3,5%	901 930 4,6%
BT (Variação média anual)	337 740	377 070 11,6%	408 450 8,3%	444 750 8,9%	492 970 10,8%	530 054 7,5%	570 940 7,7%	590 408 3,4%	628 624 6,5%	664 822 5,8%	688 091 3,5%	719 488 4,6%
MT (Variação média anual)	80 330	90 830 13,1%	93 500 2,9%	104 960 12,3%	119 171 13,5%	133 961 12,4%	144 531 7,9%	172 133 19,1%	174 281 1,2%	168 580 -3,3%	174 480 3,5%	182 442 4,6%

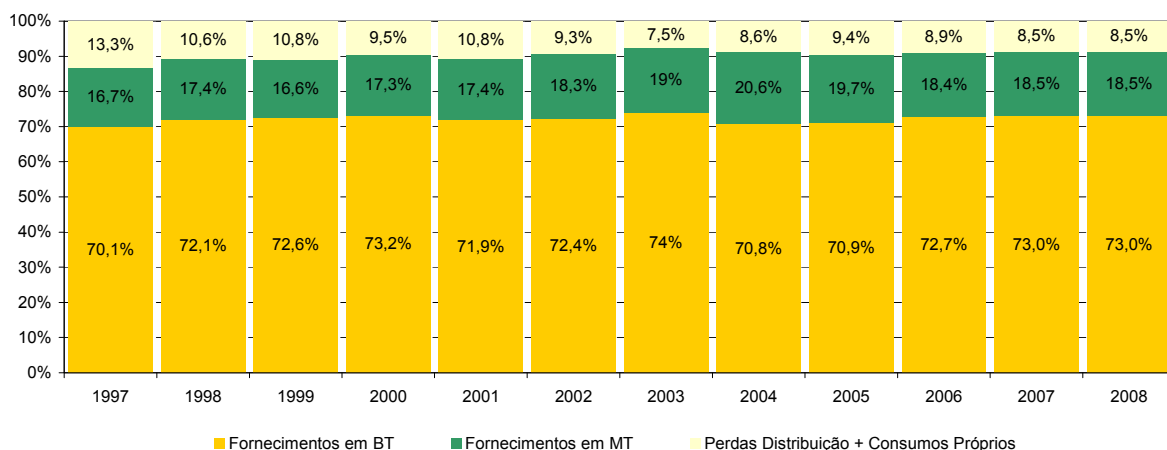
Nota: ⁽¹⁾ exclui consumos próprios das centrais

A evolução da procura de electricidade e da sua estrutura, entre 1997 e 2008, 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 4,8 pontos percentuais, sendo compensado pelos acréscimos nos pesos dos fornecimentos em BT (+2,9 pontos percentuais) e em MT (+1,8 pontos percentuais). Para 2007 e 2008, a estrutura prevista pela EEM é próxima da sua estrutura média verificada nos últimos dois anos.

Figura 4-1 - Procura de electricidade na RAM



ESTRUTURA

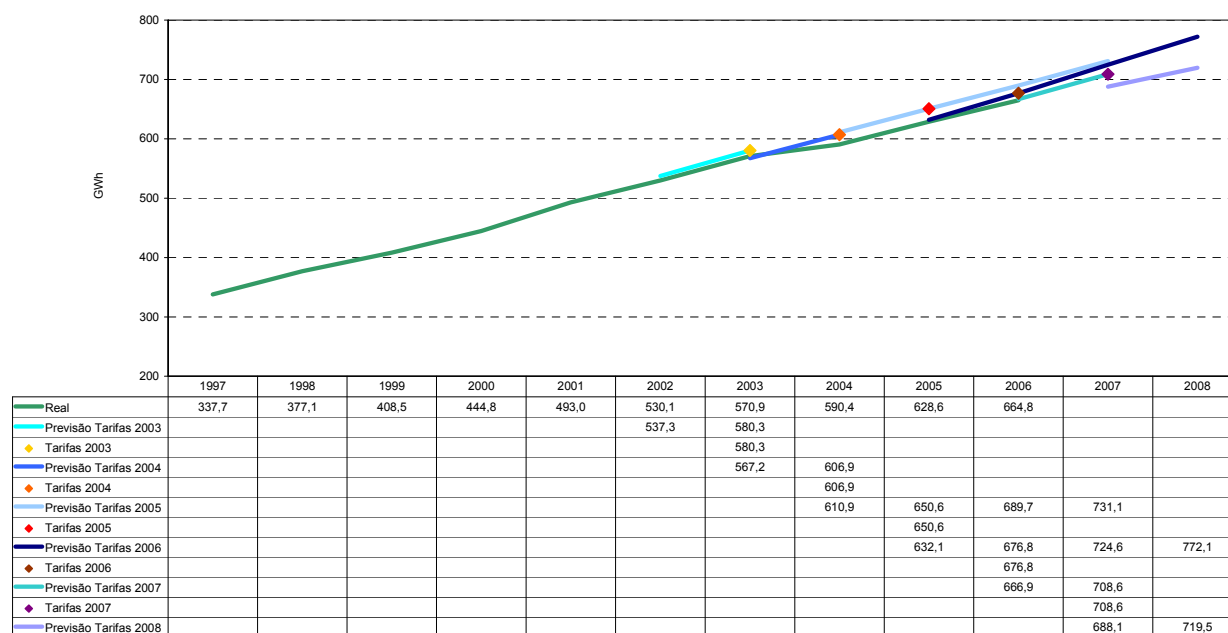


CONSUMOS POR NÍVEL DE TENSÃO

Na Figura 4-2 e a Figura 4-3 é apresentada a evolução dos consumos por nível de tensão até ao ano de 2006 (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 e Previsão Tarifas 2008) e os valores aceites na fixação das tarifas (Tarifas 2003, Tarifas 2004, Tarifas 2005, Tarifas 2006 e Tarifas 2007).

No período 2007-2008, a EEM prevê um crescimento em BT inferior ao crescimento médio anual verificado entre 1997 e 2006 (+7,8%). O abrandamento verificado nos consumos entre 2005 e 2006 poderá explicar a mais recente previsão enviada pela empresa para os fornecimentos e BT, para os anos 2007 e 2008. De salientar que, apesar de visível o crescimento projectado para 2007 face ao ano verificado de 2006 (+3,5%), o nível dos fornecimentos previstos pela empresa para 2007 é 20,6 GWh inferior ao enviado para o processo de cálculo de tarifas para 2007 e aceite pela ERSE aquando da fixação de tarifas para esse ano, apontando para uma revisão em baixa dos consumos futuros de energia eléctrica em BT. No entanto, a previsão de crescimento apontada pela EEM para 2007 e 2008 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.

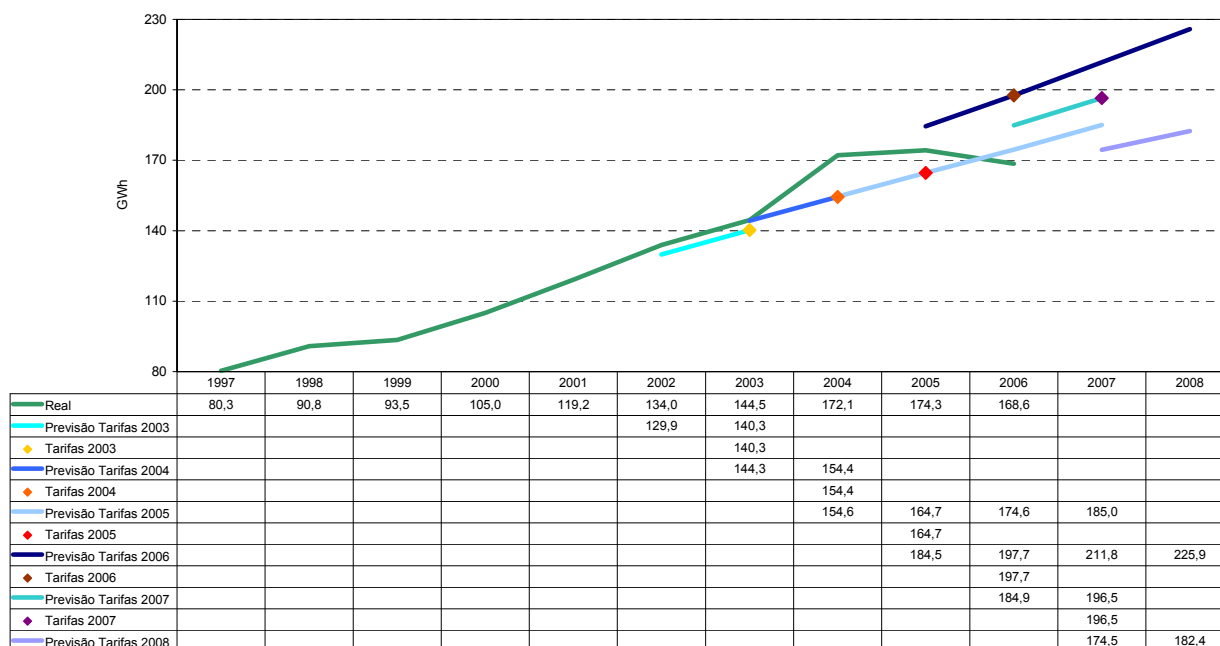
Figura 4-2 - Fornecimentos em BT na RAM



	Tx. Média	1998/97	1999/98	2000/99	2001/2000	2002/2001	2003/2002	2004/2003	2005/2004	2006/2005	2007/2006	2008/2007
Real	7,8%	11,6%	8,3%	8,9%	10,8%	7,5%	7,7%	3,4%	6,5%	5,8%		
Previsão Tarifas 2003	9,4%					9,0%	8,0%					
Tarifas 2003	9,4%						8,0%					
Previsão Tarifas 2004	8,7%						7,0%	7,0%				
Tarifas 2004	8,7%							7,0%				
Previsão Tarifas 2005	8,0%							7,0%	6,5%	6,0%	6,0%	
Tarifas 2005	8,5%								6,5%			
Previsão Tarifas 2006	7,8%								7,1%	7,1%	7,1%	6,6%
Tarifas 2006	8,0%									7,1%		
Previsão Tarifas 2007	7,7%									6,1%	6,3%	
Tarifas 2007	7,7%										6,3%	
Previsão Tarifas 2008	7,1%										3,5%	4,6%

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. Para 2007 e 2008, a EEM prevê uma recuperação desses fornecimentos ao apontar como estimativas uma taxa de crescimento de 3,5% em 2007 e de 4,6% para 2008, em linha com as estimativas para BT. Contudo, estas taxas são inferiores ao crescimento médio anual verificado entre 1997 e 2006 (+8,6%) e, inferiores às taxas de crescimento previstas nos valores enviados para o processo de cálculo das tarifas para 2007.

Figura 4-3 - Fornecimentos em MT na RAM



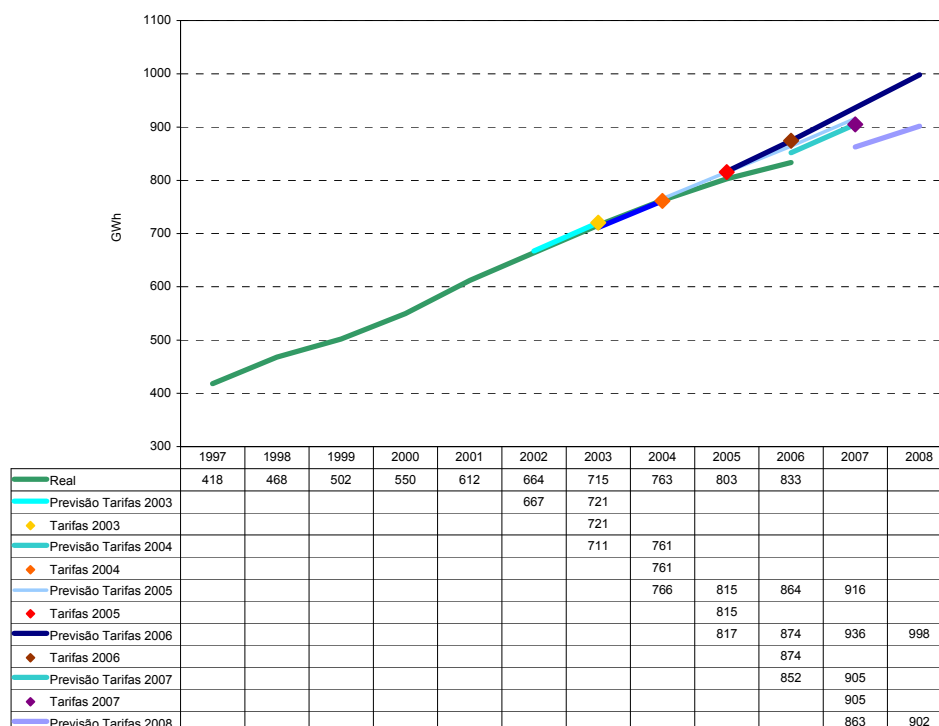
	Tx. Média	1998/97	1999/98	2000/99	2001/2000	2002/2001	2003/2002	2004/2003	2005/2004	2006/2005	2007/2006	2008/2007
Real	8,6%	13,1%	2,9%	12,3%	13,5%	12,4%	7,9%	19,1%	1,2%	-3,3%		
Previsão Tarifas 2003	9,7%					9,0%	8,0%					
Tarifas 2003	9,7%						8,0%					
Previsão Tarifas 2004	9,8%						7,7%	7,0%				
Tarifas 2004	9,8%							7,0%				
Previsão Tarifas 2005	8,7%							7,0%	6,5%	6,0%	6,0%	
Tarifas 2005	9,4%								6,5%			
Previsão Tarifas 2006	9,9%								7,2%	7,2%	7,2%	6,6%
Tarifas 2006	10,5%									7,2%		
Previsão Tarifas 2007	9,4%									6,1%	6,3%	
Tarifas 2007	9,4%										6,3%	
Previsão Tarifas 2008	7,7%										3,5%	4,6%

PERDAS

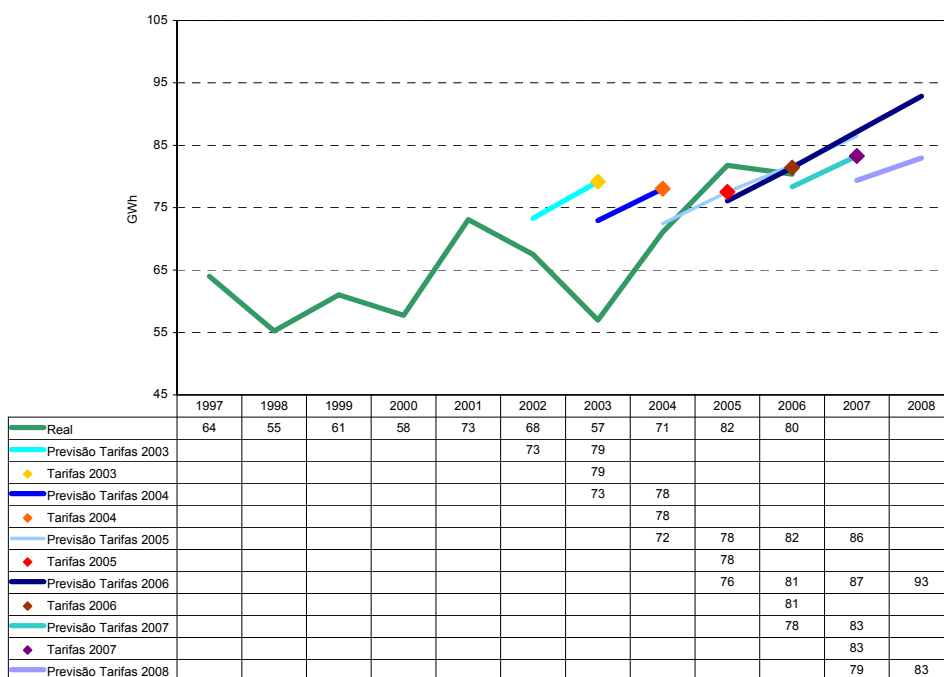
A evolução das perdas nas redes de transporte e distribuição face aos fornecimentos a clientes do Sistema Público da RAM é apresentado na Figura 4-4. Pela análise da figura é possível verificar o decréscimo na taxa de perdas de 5,7 pontos percentuais, entre 1997 e 2006. Saliente-se que, nos sucessivos valores enviados para o processo de cálculo das tarifas, as taxas de perdas apresentam uma trajectória igualmente decrescente. 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 2007 e 2008, a EEM prevê a manutenção da taxa fixada no processo de cálculo das tarifas para 2007, sendo esta taxa resultante da média do nível de perdas e fornecimentos verificados em 2003, 2004 e 2005.

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

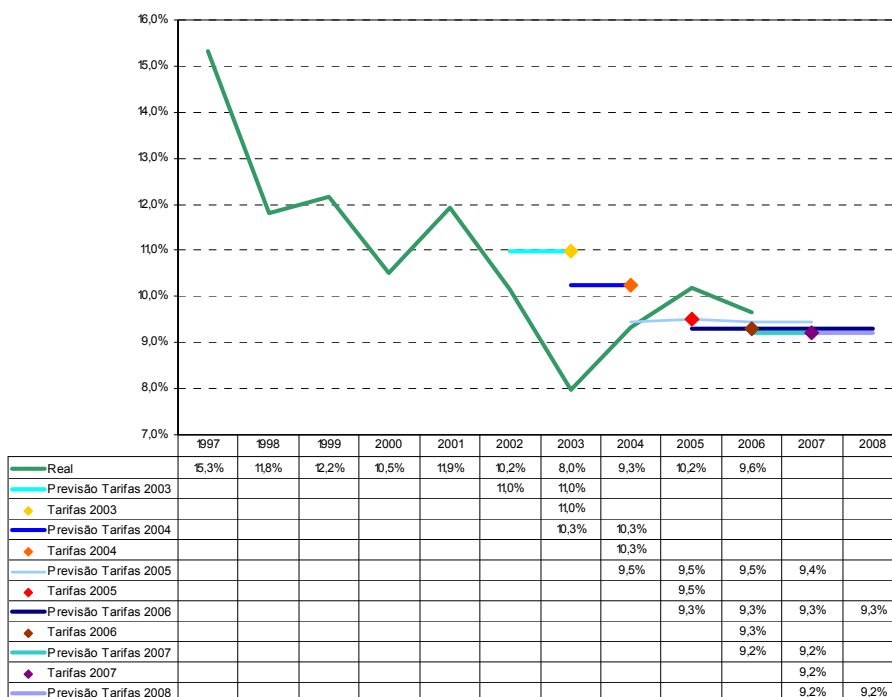
Fornecimentos a clientes do Sistema Público da RAM



Perdas nas redes de distribuição



Taxa de perdas nas redes de distribuição

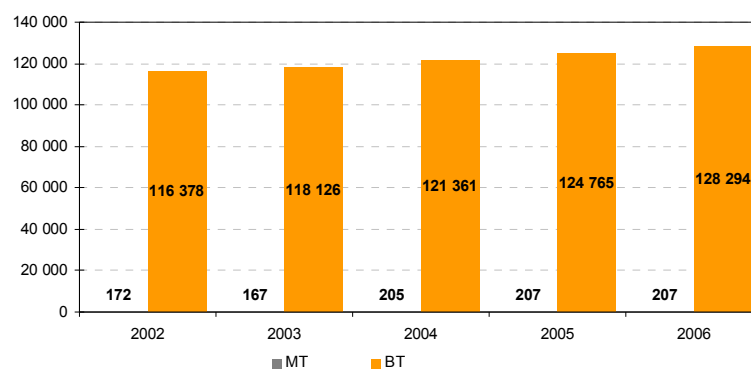


4.2 EEM

4.2.1 ANÁLISE GLOBAL

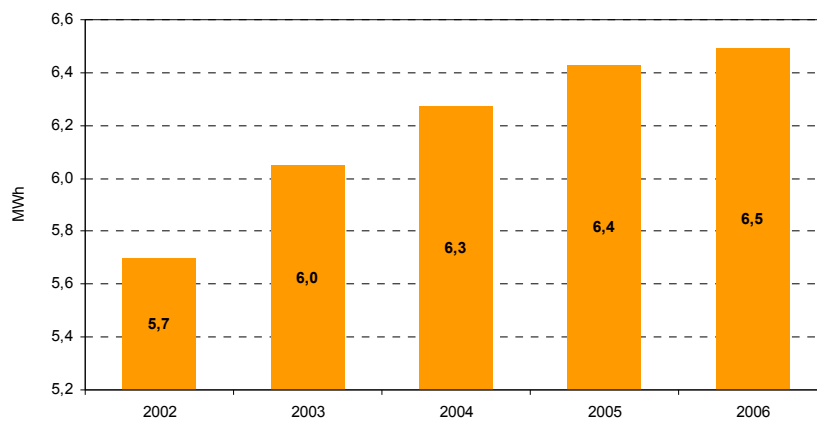
Apresentam-se de seguida alguns indicadores caracterizadores do desempenho global da EEM entre 2002 e 2006.

Figura 4-5 - Número de Clientes



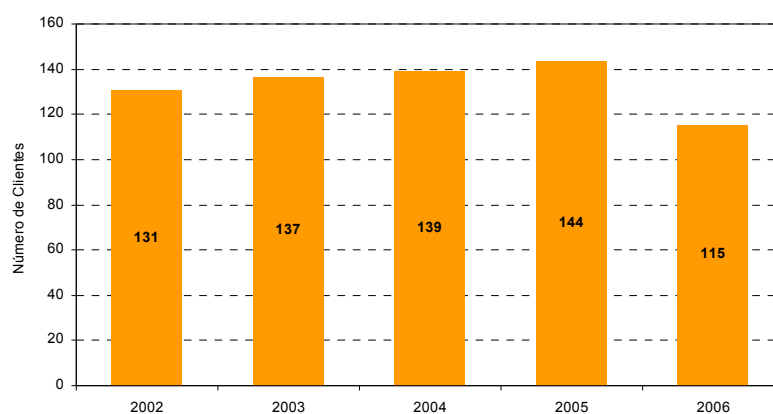
Fonte: EEM

Figura 4-6 - Fornecimentos de energia eléctrica por cliente



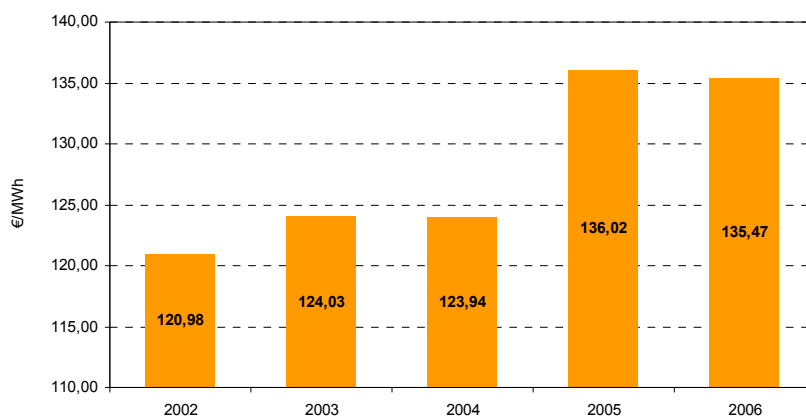
Fonte: EEM

Figura 4-7 - Clientes por trabalhador

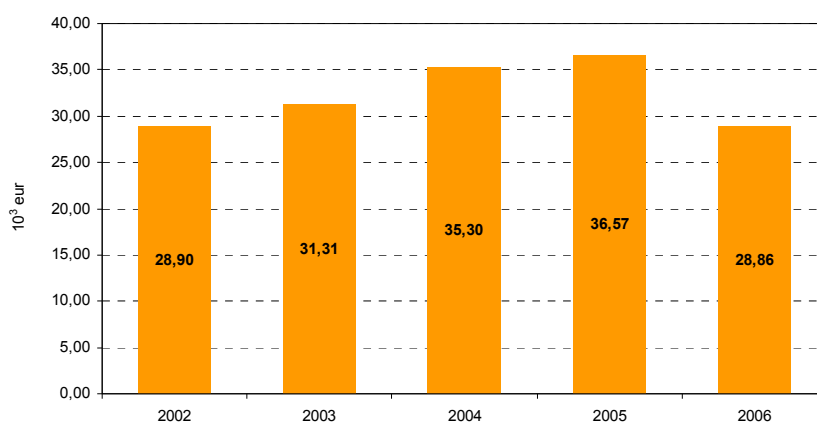


Fonte: EEM

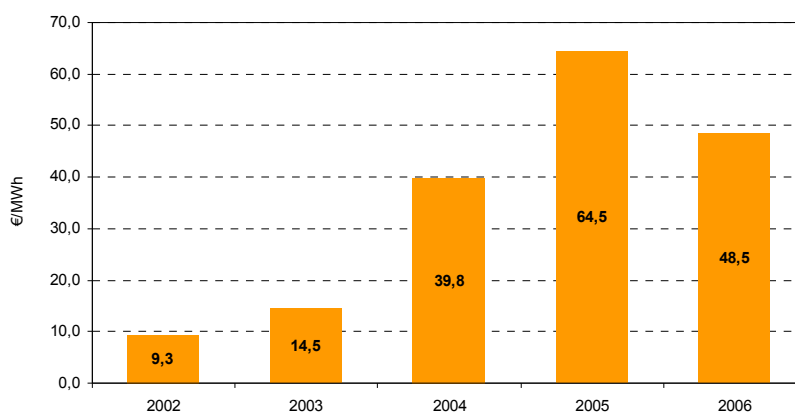
Figura 4-8 - Custos Operacionais por MWh fornecido



Fonte: EEM

Figura 4-9 - Custos com Pessoal por Trabalhador

Fonte: EEM

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

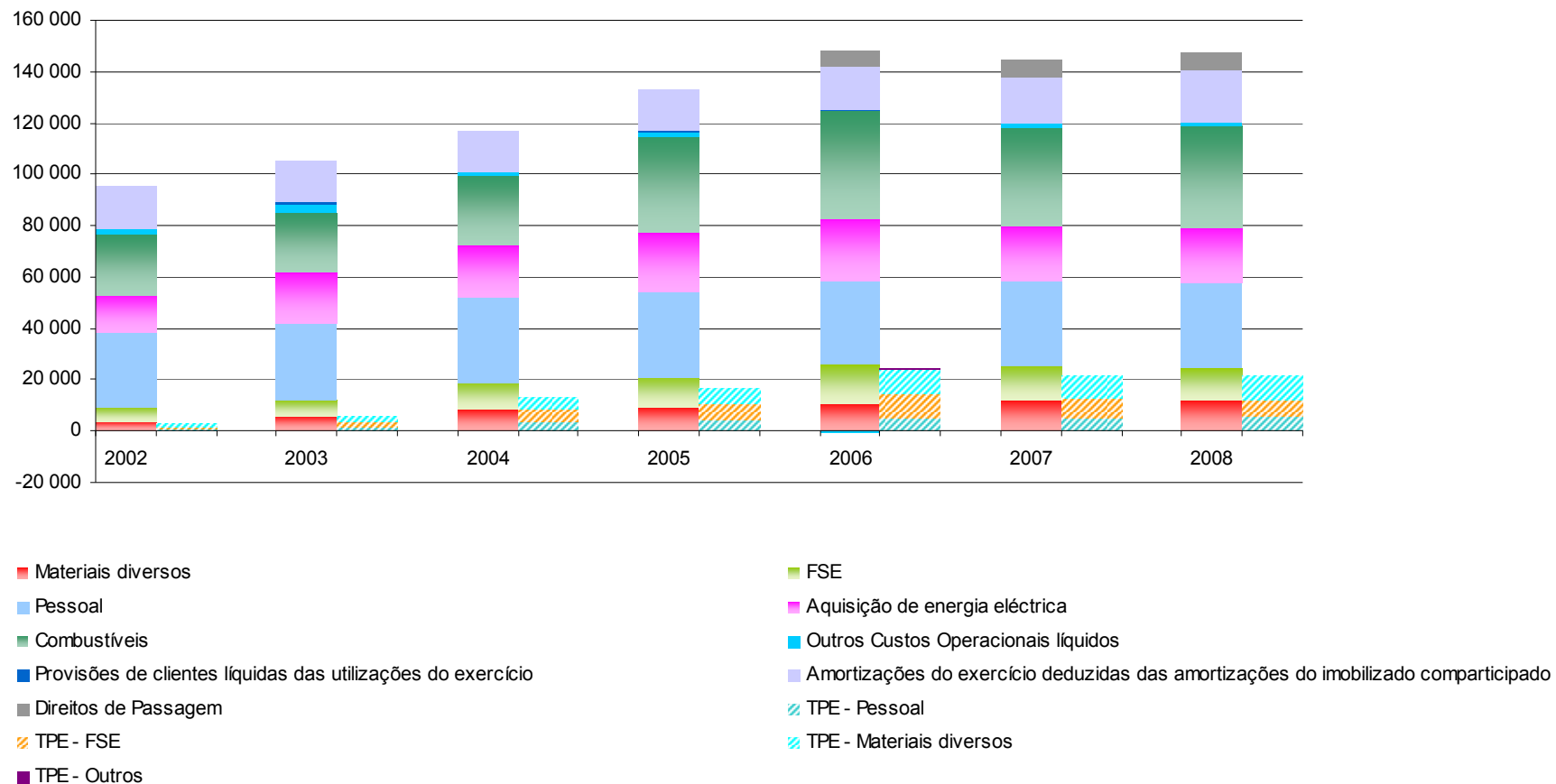
Fonte: EEM

Em 2006 assiste-se a um aumento significativo do número de efectivos, mas o custo por trabalhador, pelo contrário registou um decréscimo de 21%.

Os custos por MWh de energia vendida também aumentam significativamente em 2005 como reflexo do aumento dos custos globais da empresa como apresentado na Figura 4-11. Este facto também 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 correntes)



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 em 2005 de cerca de 24% face a 2004, facto associado ao acréscimo global do custo com combustíveis.

O aumento dos custos com a aquisição de energia eléctrica está, também, associado ao aumento na quantidade total de energia adquirida, mas essencialmente ao crescimento do custo de aquisição de energia à Central do Caniçal (não pertencente à EEM), sendo esperado para os anos de 2007 e 2008 a sua diminuição.

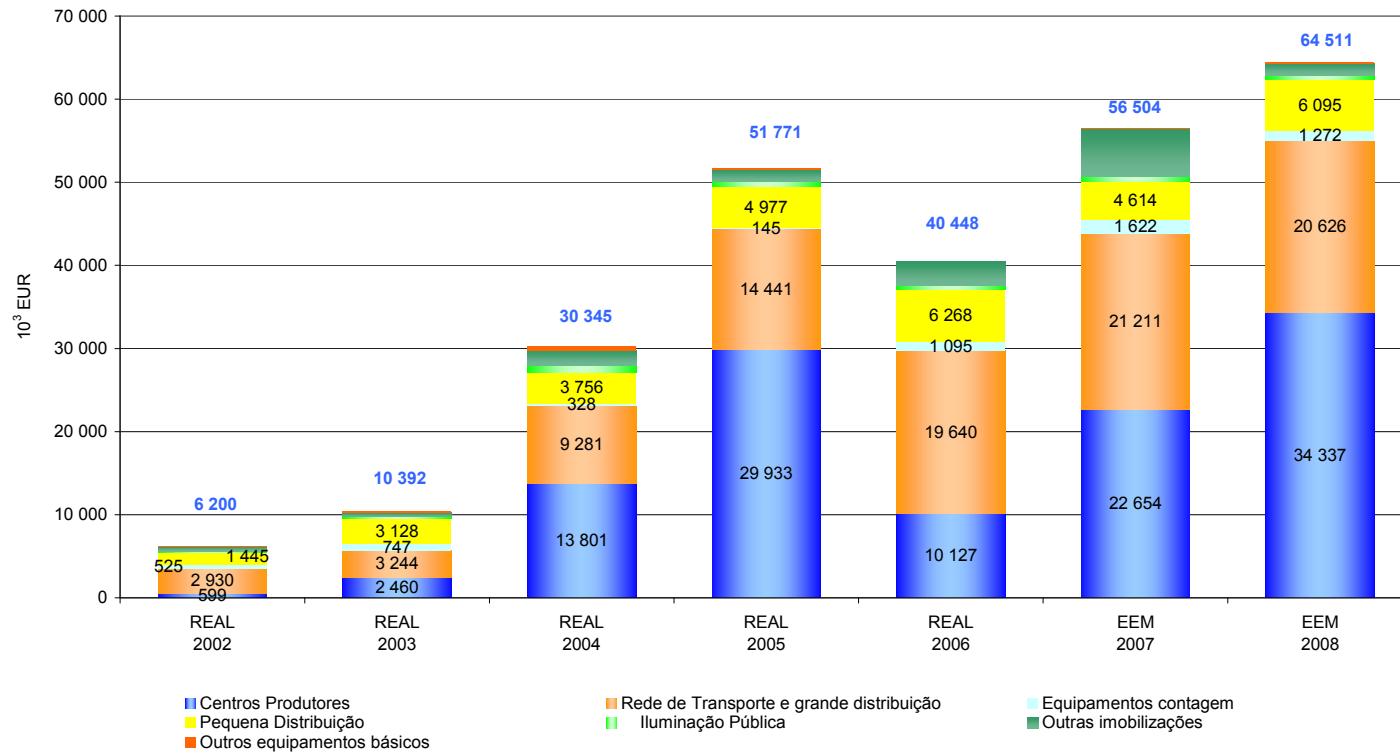
Os fornecimentos e serviços externos apresentam um crescimento global de cerca de 31%, de 2005 para 2006, resultado da renovação da frota automóvel através do aluguer e gestão da mesma recorrendo a serviços externos e do aumento do nível de investimento efectuado pela própria empresa. Assim, se considerarmos o valor dos FSE líquido dos TPE verificamos que o montante de 2005 para 2006 decresce 5%.

O valor dos Outros Custos é apresentado líquidos 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. Estes montantes 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. A legislação relativa a este processo entrou em vigor em 2006, com efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2006.

Na Figura 4-12 estão apresentados os investimentos efectuados entre 2002 e 2006, as estimativas para 2007 e as previsões para 2008.

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 face à 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 diminuíram 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.

Os investimentos no transporte e grande distribuição, que inclui as linhas e subestações, aumentaram cerca de 36% e os investimentos nas redes de distribuição aumentaram cerca de 26%. Este último é essencialmente devido à realização de diversos investimentos necessários à garantia de uma melhor qualidade de serviço.

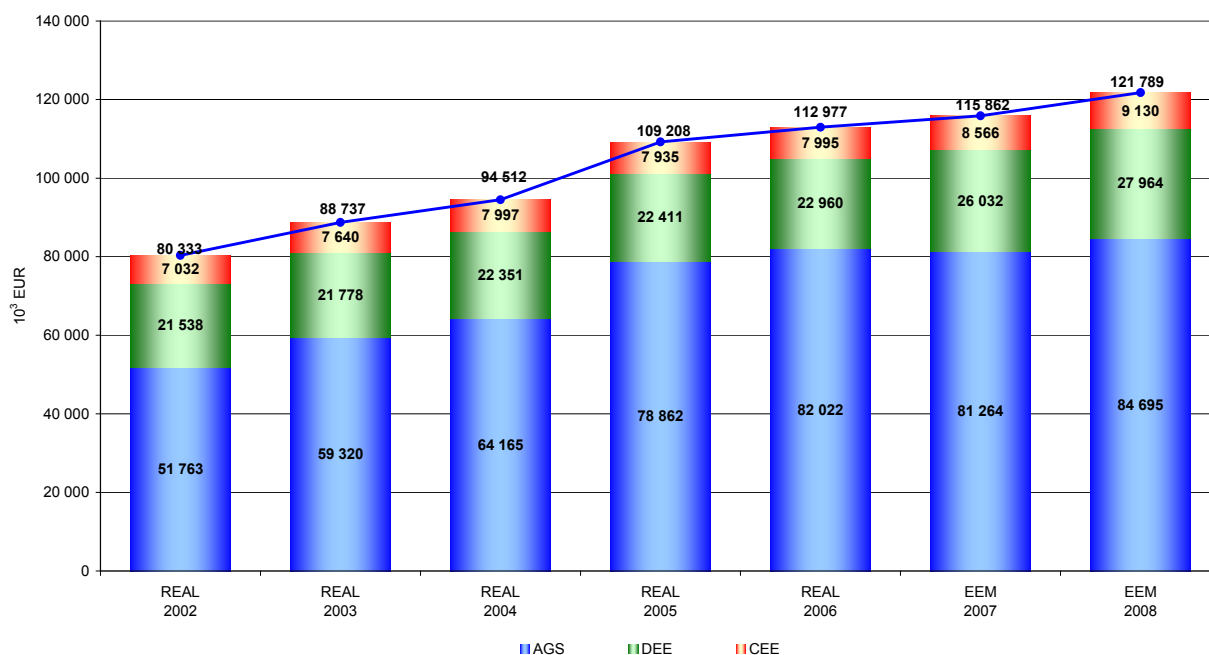
Há a destacar ainda o peso das outras imobilizações a partir de 2006 devido, essencialmente, ao investimento em sistemas de informação (cadastro da rede eléctrica das ilhas da Madeira e Porto Santo, implementação do SAP e renovação do parque informático), à instalação de um sistema de vídeo-vigilância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

As previsões para o investimento em equipamentos de contagem estão em sintonia com a instalação de um sistema de telecontagem em BT e com a aquisição de contadores e dispositivos de controlo de potência.

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 2002-2006, assim como os valores estimados para 2007 e previstos para 2008.

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



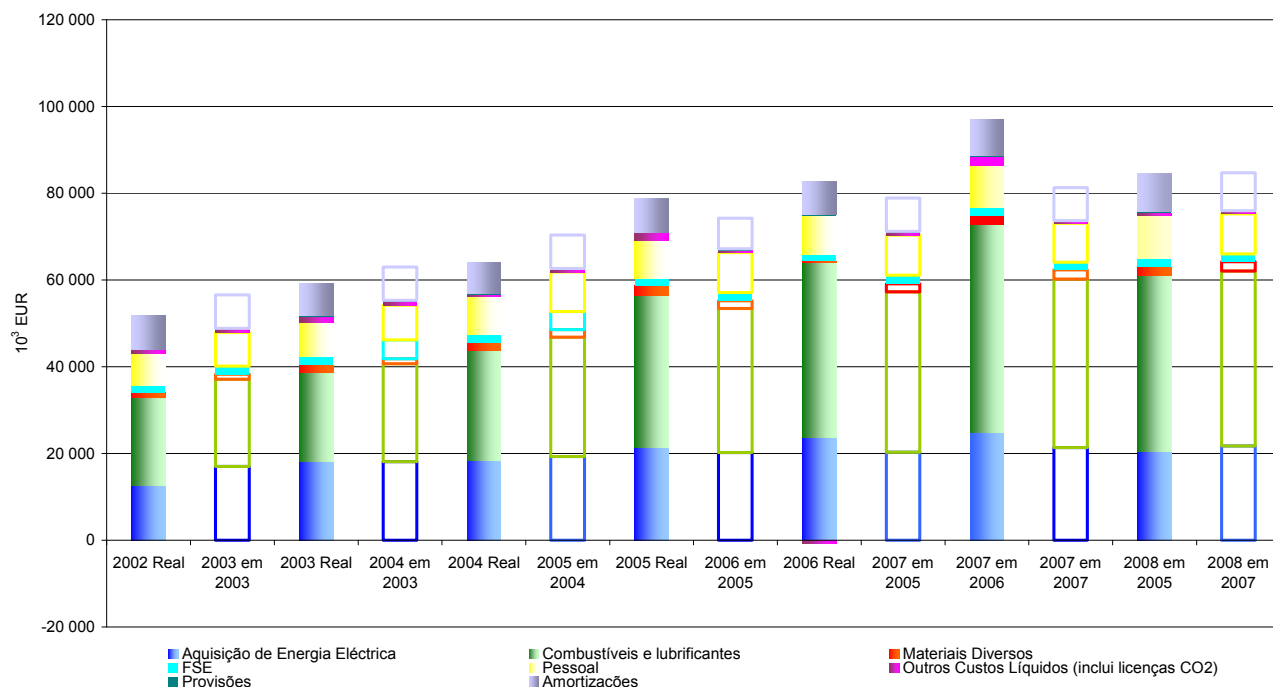
Fonte: EEM

Verifica-se através da figura que os custos operacionais das actividades reguladas aumentaram até 2006 e a perspectiva é de crescimento para os próximos 2 anos. Podemos constatar que os custos operacionais das actividades reguladas de 2005 para 2006 apresentam um crescimento de cerca de 9%, sendo a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica a que apresenta um crescimento mais expressivo, cerca de 30%, relativamente ao ano anterior. Salientamos que a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS) representa, nos anos em análise, cerca de 70%, 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 de 2002 e 2006, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos.

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



Fonte: EEM

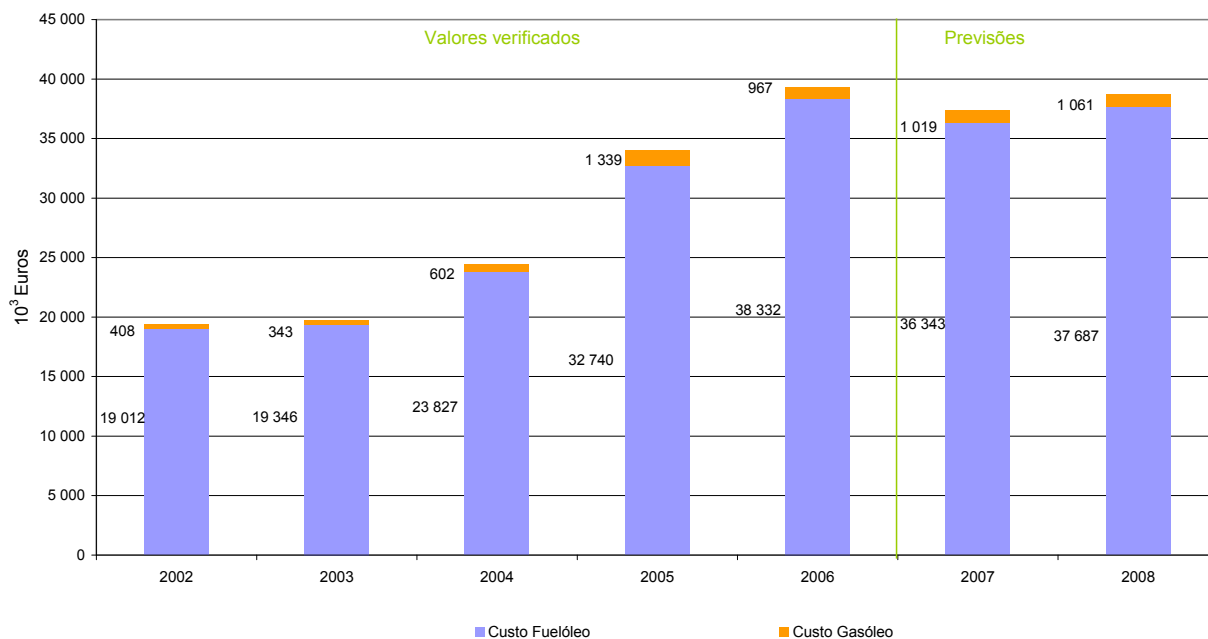
Para o período em análise, os custos operacionais reais crescem a uma taxa média anual de 8,6%. Constatamos que de 2005 para 2006 os custos com combustíveis e lubrificantes tiveram um acréscimo expressivo, tal como referido anteriormente, de cerca de 15%. No que se refere à aquisição de energia eléctrica, estes custos também aumentaram cerca de 10%, justificado essencialmente pelo aumento do consumo de energia eléctrica. Esta tendência de aumento é evidenciada nas previsões mais recentes da EDA, sendo que para 2008 a empresa estima que o preço dos combustíveis seja inferior.

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.

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 4-15, onde se evidencia que os custos respeitantes à aquisição deste combustível representam mais de 97% do custo com a aquisição de combustíveis da EEM, ao longo de todo o período analisado.

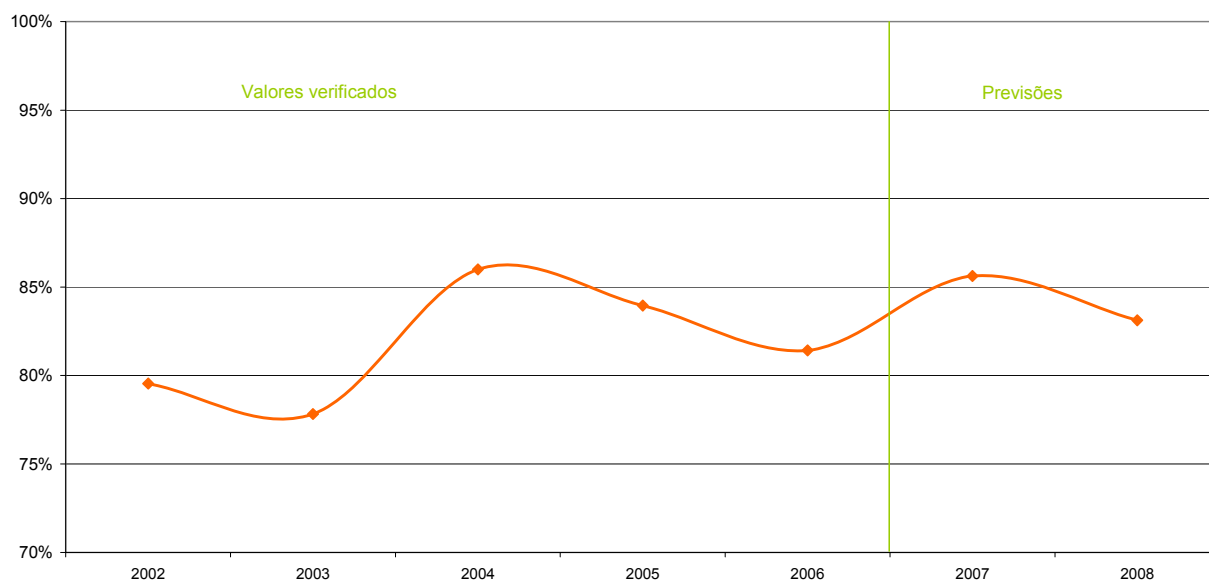
Figura 4-15 - Custos com combustíveis



Fonte: EEM

O peso do fuelóleo é igualmente bastante importante na globalidade da produção de energia eléctrica. A Figura 3-17 apresenta a evolução do peso da produção das centrais a fuelóleo 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 86%. A EEM prevê que o seu peso se situe próximo dos 85% para 2007 e 2008. 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 4-16 - Evolução do peso da produção de energia eléctrica das centrais a fuelóleo na produção total

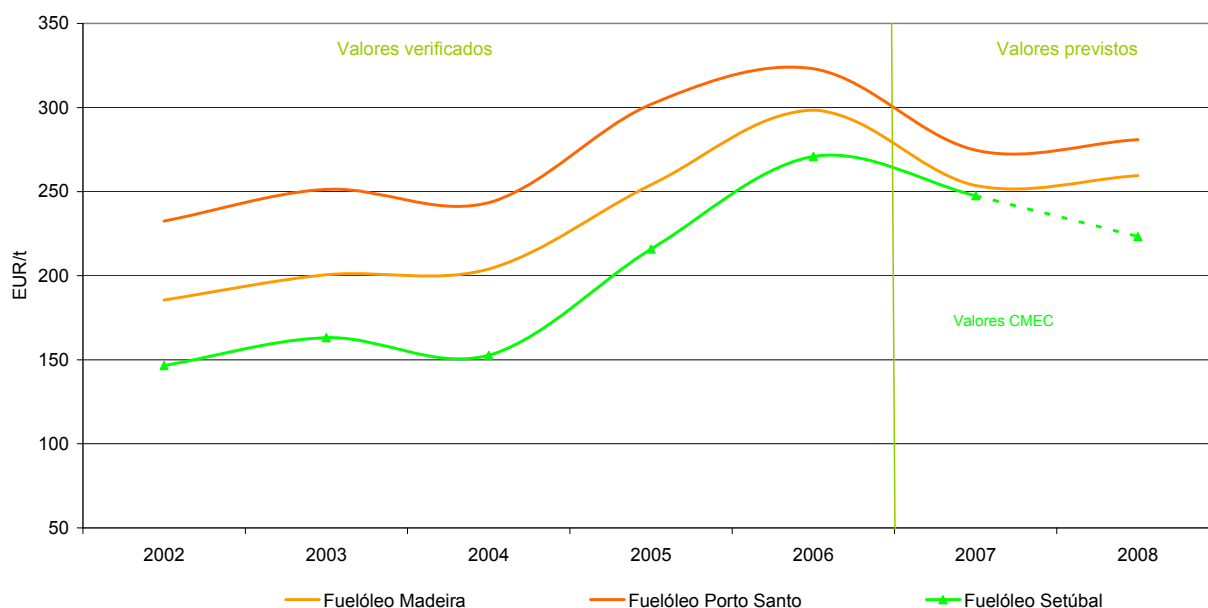


Fonte: EEM

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 3-18 apresenta a evolução do custo unitário do fuelóleo consumido na produção de energia eléctrica na RAM.

Figura 4-17 - Evolução do custo unitário do fuelóleo consumido na RAM e em Portugal continental

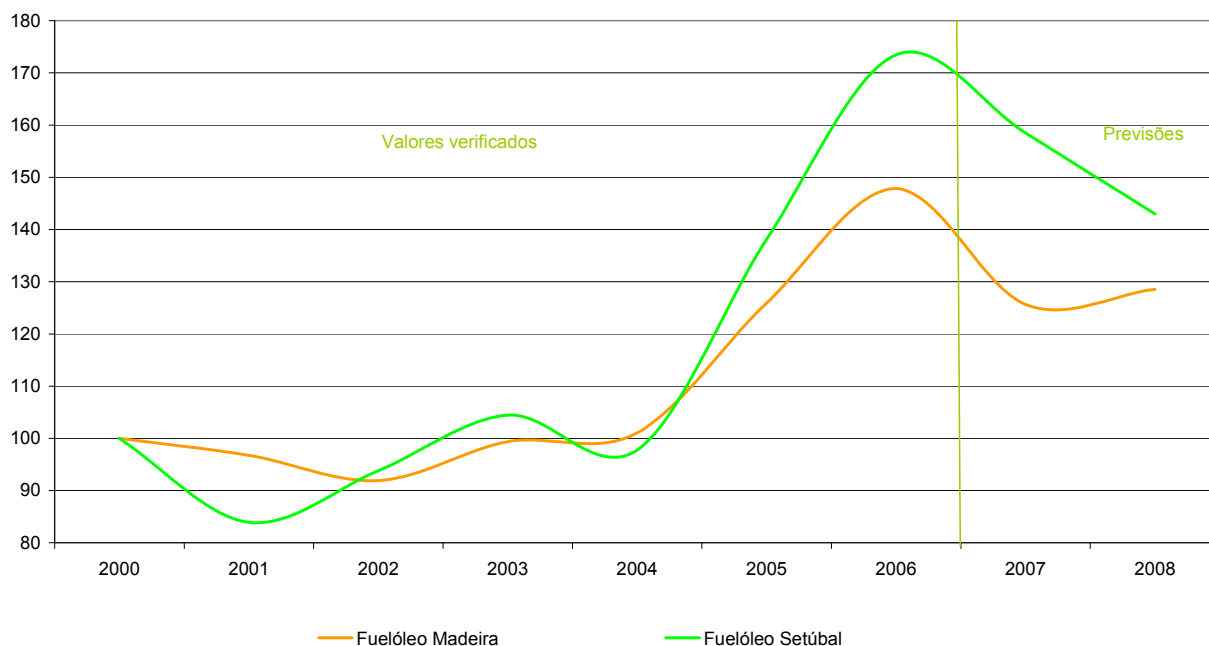


Fonte: EEM, REN

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. Assim, a EEM prevê que em 2007 o fuelóleo consumido no arquipélago da Madeira seja cerca de 6 €/t superior ao valor previsto para o fuelóleo na central de Setúbal, e implícito na cálculo dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), o que perfaz, uma diferença a volta de 2,5%. Contudo, para 2008, as previsões da EEM do custo do fuelóleo voltam a divergir dos custos previstos para o continente, sendo o custo do fuelóleo consumido pelas centrais da EEM cerca de 36 €/t superiores ao custo do fuelóleo na central de Setúbal implícito no cálculo dos CMEC.

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 3-19.

Figura 4-18 - Evolução do custo do fuelóleo na Madeira e em Portugal continental, base 100, 2000

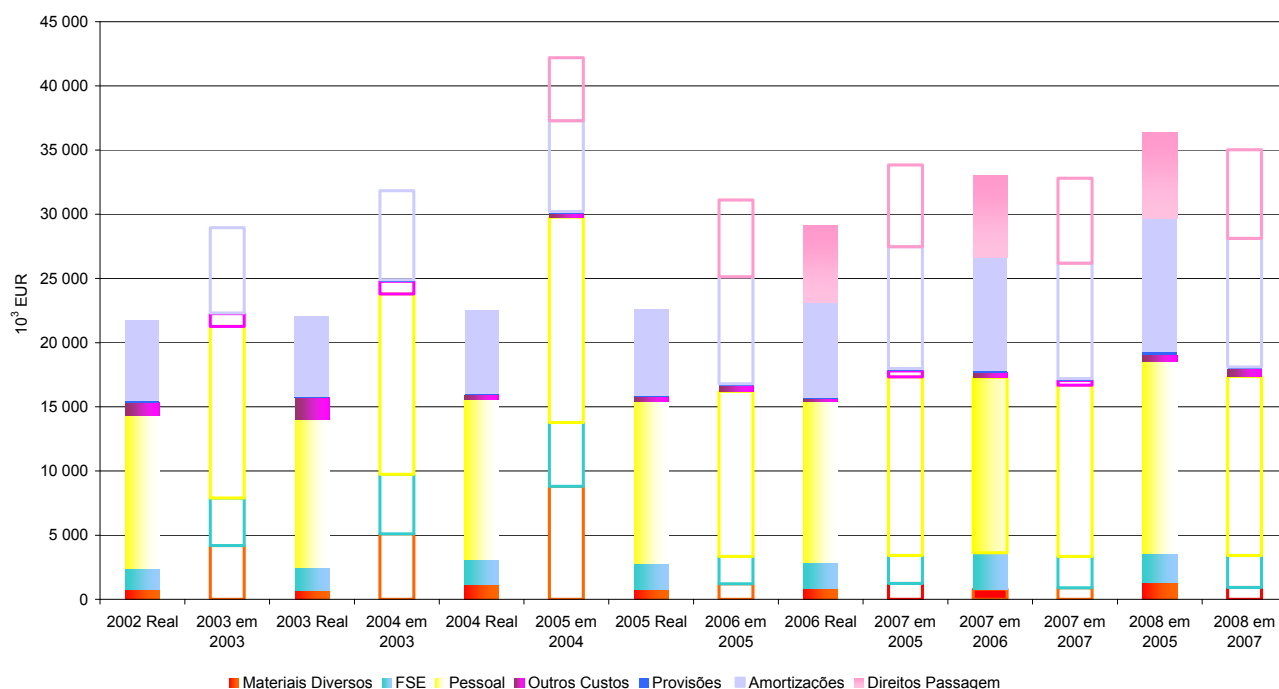
Fonte: EEM, REN

Para 2008, a EEM prevê que o custo unitário do fuelóleo consumido na Madeira seja cerca de 29% superior ao verificado em 2000, enquanto que a REN prevê que o custo unitário do fuelóleo adquirido para a central de Setúbal seja cerca de 42% superior ao verificado em 2000.

4.2.2.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Apresentamos de seguida os custos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica para o período de 2002 e 2006, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos.

Figura 4-19 - Custos operacionais da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica
(Preços correntes)



Fonte: EEM

Para o período em análise, os custos operacionais crescem a uma taxa média anual de 8,4%. A rubrica de custos com pessoal mantém-se, no período compreendido entre 2002 e 2008, como a rubrica de maior peso na estrutura de custos da actividade, tendo uma taxa de crescimento médio anual de cerca de 6%.

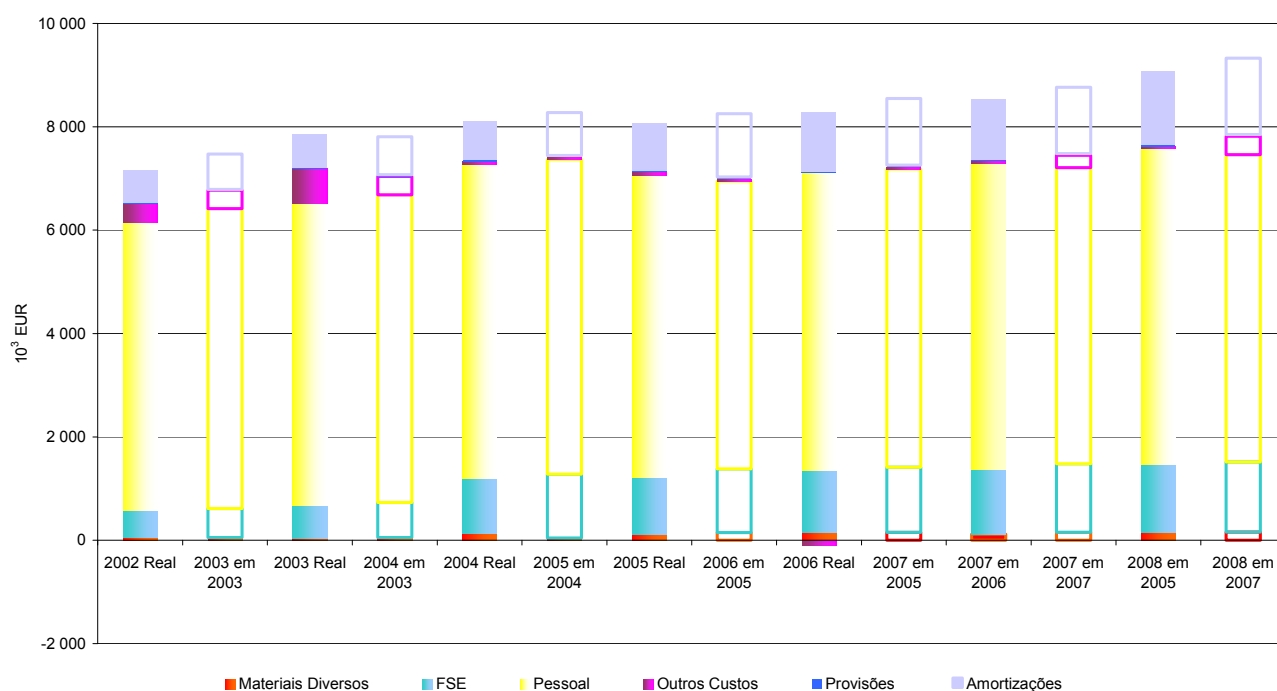
A partir de 2006 surge uma nova rubrica nos valores reais da EEM a ter em conta e que representa cerca de 20% do total de custos, são os Direitos de Passagem, que resultam da aplicação da taxa de 7,5% sobre as vendas de energia eléctrica em baixa tensão (incluindo Iluminação Pública) na Região Autónoma 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.

As previsões enviadas pela EEM são muito superiores aos valores reais, principalmente, na rubrica de materiais diversos em 2004, o que é justificado pela alteração nas chaves de repartição de custos da EEM que condiciona a análise comparativa desses custos.

4.2.2.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

Apresentamos de seguida os custos da actividade de Comercialização para o período de 2002 e 2006, as previsões da empresa no ano que antecede cada período de regulação e ainda as previsões para efeito de cálculo de proveitos permitidos.

Figura 4-20 - 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 2006 os FSE registaram um aumento de 10% 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.

5 PEDIDO DE ESCLARECIMENTO ÀS EMPRESAS

Neste capítulo sintetizam-se os pedidos de esclarecimentos às empresas, relativamente aos anos de 2006 a 2008 e respectivas respostas enviadas pelas empresas.

5.1 REN

Da análise dos valores enviados pela REN, referentes ao período 2007-2008, surgiram algumas dúvidas cujo esclarecimento foi solicitado. Em particular solicitou-se o esclarecimento dos seguintes aspectos:

5.1.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA DE 2007 E SUA COMPATIBILIZAÇÃO COM O DOCUMENTO “CUSTOS TOTAIS PREVISIONAIS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA OS ANOS DE 2007 E 2008

Da análise da informação enviada nestes dois documentos verifica-se algumas discrepâncias não só ao nível do consumo referido à emissão (47 GWh) mas também por fonte de energia.

	Quadro 16 ^[1]	2007 BEE	Diferenças
CPPE + RJ	23 588	23 087	501
TG	4 528	4 719	-191
PG	3 638	3 656	-18
importações e desvios	3 467	3 866	-399
PRE	11 471	11 291	180
EDIA	46	59	-13
Parcela livre	864	944	-80
saldo SEP/SENV	188	188	0
	<hr/>	<hr/>	
	47 790	47 810	-20
bombagem	-295	-314	19
	<hr/>	<hr/>	
	47 495	47 496	-1
Vendas da EDP a centrais do SENV		9	
Clientes SENV	2 887	2 839	48
Consumo referido à emissão	<hr/>	<hr/>	
	50 382	50 344	47

^[1] Documento "Custos totais previsionais de Aquisição de Energia Eléctrica para os anos de 2007 e 2008"

Questão:

Quais os valores que devem ser considerados?

RESPOSTA DA REN

As diferenças encontradas situam-se maioritariamente no mês de Abril de 2007. Estas diferenças ocorreram porque estes valores provêm de consultas à base de dados realizadas em diferentes momentos do tempo. Os valores que deverão ser considerados são os do Balanço de Energia Eléctrica, visto serem os mais recentes.

5.1.2 AMORTIZAÇÃO DO EQUIPAMENTO DE CONTAGEM E MEDIDA NA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA EM 2007 E 2008.

Em 2006 este imobilizado encontra-se totalmente amortizado não prevendo a REN novos investimentos nos anos seguintes.

Apesar disso, em 2007 e 2008 a REN continua a amortizar este imobilizado no montante de 120 milhares de euros por ano, pelo que estes valores não serão considerados para cálculo dos proveitos permitidos.

RESPOSTA DA REN

A amortização do exercício, no montante de 120 milhares de euros / ano, classificada como “equipamento de contagem e medida + fact. produção + telecontagem”, diz respeito a “equipamento diverso”.

O imobilizado líquido, a 31/12/2006, relativo a “equipamento diverso”, tinha um valor positivo de 818 milhares de € e nos quadros “movimentos de imobilizado”, enviados a Junho 2007, não foi objecto de qualquer amortização.

5.1.3 AMORTIZAÇÃO DO OUTRO EQUIPAMENTO BÁSICO NA ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA, EM 2007 E 2008.**Questão:**

Porque é que este imobilizado em 2007 e 2008 não é sujeito a amortização?

RESPOSTA DA REN

O imobilizado líquido referente a “equipamento básico”, no final de 2006, era de mil €. No final de 2007, o seu valor aumentou para 2 mil €, mantendo-se durante 2008.

Pelo facto destes valores serem tão reduzidos, as suas amortizações do exercício não chegam a atingir mil €, tendo sido de 141 €, em 2007 e 229 €, em 2008.

5.1.4 CUSTOS COM COMPENSAÇÃO SÍNCRONA EM 2006 E PREVISÕES PARA 2007 E 2008.

Os custos com compensação síncrona em 2006 foram de 124 mil euros. No entanto, para o cálculo das tarifas para 2006, o valor enviado pela REN foi de 932 mil euros.

Pela análise do quadro seguinte conclui-se que para esta redução contribuiu não só uma redução das quantidades mas também do valor unitário por MWh.

	2006 Tarifas	2006 Real
Total (10 ³ EUR)	932	124
Carregado	690	
Alto Mira		
Tunes	242	
Quantidade (GWh)	40	16,8
Custo unitário (€/MWh)	23,30	7,38

Em 2006 a REN previu que o custo com a compensação síncrona em 2007 seria de 957 mil euros. Na informação agora enviada, a REN estima para 2007 um valor nulo para estes custos.

Questões:

Qual a justificação para a diferença entre o preço médio previsto e o preço médio real?

Qual a justificação para um valor nulo em 2007?

RESPOSTA DA REN

O conceito de custo médio não se deveria aplicar à compensação síncrona porque:

- 1) Nas hídricas não existe qualquer pagamento pela utilização do serviço;
- 2) Nas térmicas, embora exista pagamento, o seu valor depende do número de horas e do número de passagens a compensador e não da energia consumida no serviço de compensação.

O valor previsto inicialmente para 2007 foi anulado porque:

1) Tunes - No final de 2006 foram definitivamente desclassificados os dois grupos que faziam compensação, por ter entrado em serviço a linha Tunes-Estói, facto que resolveu a necessidade de compensação em Tunes;

2) Carregado - O serviço deixou de se utilizar devido à entrada em serviço a pleno da central do Ribatejo e ao reforço da compensação estática na região da grande Lisboa.

5.1.5 CUSTOS DO SISTEMA NO 2º SEMESTRE DE 2007 E ANO DE 2008.

Questão:

Quais os pressupostos subjacentes ao cálculo dos serviços do sistema no 2º semestre de 2007 e para o ano de 2008?

RESPOSTA DA REN

Considerou-se que os custos com os serviços de sistema para o 2º semestre de 2007 seriam iguais a metade dos verificados em 2006.

O valor previsto para os custos com os serviços de sistema, para 2008, é o verificado em 2006.

5.1.6 PREÇOS DE MERCADO PREVISTOS PARA 2007 E 2008.

Os preços de mercado mensais previstos para a venda de energia do Pego e da Turbogás, diferem bastante, principalmente nos meses de Maio a Novembro de 2008.

	2 007						2 008					
	Tejo energia			Turbogás			Tejo energia			Turbogás		
	GWh	€/MWh	10³ €	GWh	€/MWh	10³ €	GWh	€/MWh	10³ €	GWh	€/MWh	10³ €
jan							422	52,53	22 156	159	59,69	9 503
fev							319	57,49	18 344	82	56,33	4 602
mar							219	53,96	11 839	24	44,68	1 090
abr							383	42,75	16 369	43	45,54	1 940
maio							475	37,16	17 631	62	45,14	2 803
junho							668	30,68	20 494	219	55,51	12 135
julho	405	53,95	21 864	549	59,50	32 640	715	31,81	22 748	479	59,08	28 318
ago	216	48,31	10 420	533	50,75	27 060	492	42,63	20 986	383	54,49	20 855
set	209	52,21	10 907	529	57,04	30 169	494	44,48	21 957	449	58,63	26 331
out	234	50,60	11 840	448	55,78	24 979	564	38,83	21 886	182	56,46	10 259
nov	412	51,29	21 142	228	57,53	13 094	431	47,60	20 501	108	57,54	6 237
dez	433	49,91	21 590	231	56,35	13 021	355	55,49	19 670	115	56,32	6 500
	1 909	51,22	97 764	2 517	56,00	140 964	5 536	42,38	234 583	2 305	56,64	130 574

Questão:

Quais os pressupostos subjacentes a estas previsões?

RESPOSTA DA REN

No quadro em cima apresentado, as energias consideradas para a Tejo Energia, em 2008, são as da Central Termoelétrica do Ribatejo (CRJ) (ver quadro 17 do documento “Custos totais previsionais de aquisição de energia eléctrica para os anos de 2007 e 2008”). Depois de realizada essa correcção (ver quadro em baixo) verifica-se que as diferenças entre os preços de mercado mensais, previstos para as duas centrais, são inferiores.

2008							
	(A) Tejo Energia			(B) Turbogás			(B) - (A)
	GWh	€/MWh	Milhares de €	GWh	€/MWh	Milhares de €	
Jan	405	54,76	22.156	159	59,69	9.503	4,93
Fev	356	51,51	18.344	82	56,33	4.602	4,81
Mar	328	36,08	11.839	24	44,68	1.090	8,60
Abr	394	41,52	16.369	43	45,54	1.940	4,03
Mai	429	41,06	17.631	62	45,14	2.803	4,08
Jun	414	49,45	20.494	219	55,51	12.135	6,06
Jul	428	53,10	22.748	479	59,08	28.318	5,98
Ago	435	48,30	20.986	383	54,49	20.855	6,20
Set	421	52,22	21.957	449	58,63	26.331	6,41
Out	432	50,64	21.886	182	56,46	10.259	5,82
Nov	395	51,97	20.501	108	57,54	6.237	5,57
Dez	386	51,02	19.670	115	56,32	6.500	5,30
Total	4.823	48,64	234.583	2.305	56,64	130.574	8,00

A justificação para que os preços médios de venda da Turbogás sejam mais altos prende-se com o facto desta central vender essencialmente em horas de ponta e em horas cheias (o custo variável unitário previsto é superior ao preço de mercado previsto para as horas de vazio), enquanto que a Tejo Energia vende de forma uniforme, nos vários postos horários – diagrama rectangular (o custo variável unitário previsto é sempre inferior ao preço de mercado previsto).

	2008						
	Custos Variáveis		Preços de Mercado				
	CTG	CPG	PH1	PH2	PH3	PH4	Média
Jan	49,5	24,0	84,3	66,5	51,0	35,4	53,5
Fev	49,5	24,1	78,7	62,1	47,7	33,1	50,0
Mar	49,5	24,1	51,4	41,0	31,8	23,7	33,7
Abr	48,0	24,1	56,5	50,3	41,8	29,2	41,5
Mai	48,0	24,1	55,8	49,6	41,3	28,8	41,0
Jun	48,0	24,1	80,7	63,7	46,8	32,5	50,4
Jul	46,6	23,9	85,7	67,7	49,8	34,5	53,6
Ago	46,6	23,9	77,3	61,1	44,9	31,2	48,3
Set	46,6	23,9	84,1	66,4	48,8	33,9	52,5
Out	46,6	23,9	80,8	63,8	46,9	32,6	50,5
Nov	46,6	23,9	82,1	64,8	47,7	33,1	51,3
Dez	46,6	23,9	80,4	63,5	46,7	32,4	50,2

5.2 EDP SERVIÇO UNIVERSAL

Da análise dos valores enviados pela EDP Serviço Universal, para os anos 2007 e 2008, surgiram algumas dúvidas cujo esclarecimento foi solicitado. Em particular solicitou-se o esclarecimento dos seguintes aspectos:

5.2.1 AQUISIÇÕES AOS PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

A empresa envia a seguinte informação:

- Quantidades previstas adquirir aos PRE

BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA EDP SERVIÇO UNIVERSAL ENTRE 2006 E 2008

Rubrica	Verificado 2006	Previsto		Variação anual 2008/2006 (%)
		2007	2008	
GWh				
ENERGIA COMPRADA				
Mercado ⁽¹⁾ e REN MR	32441	33667	32591	-1.8
PRE's	8652	11066	13165	23.4
Bogás	24	30	40	29.1
Biomassa	71	72	95	15.7
Cogeração	4051	4803	5420	15.7
Eólica	2742	4420	5773	45.1
Fotovoltaica	0.2	20	60	1632.1
Hídrica (não inclui EDIA)	990	1197	1226	11.3
Resíduos Sólidos Urbanos	462	460	475	1.4
Outros	312	64	76	-50.6
EDIA	135	115	200	21.7
TOTAL	41228	44848	45956	5.6

Fonte: Informação previsional EDP Serviço Universal (EDP SU) 2007-2008, p.38

- Preço médio por tecnologia

EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL ENTRE 2006 E 2008

Rubrica	Verificado 2006	Previsão	
		2007	2008
€/MWh			
PRE's	96,0	95,7	96,5
Cogeração	102,8	102,0	100,7
Eólica	93,0	94,5	97,1
Hídrica (não inclui EDIA)	85,8	83,6	84,7
Outros	85,0	82,4	83,4

Fonte: Informação previsional EDP Serviço Universal (EDP SU) 2007-2008, p.37

- Custos com aquisição aos PRE:
 - 2007 - 642 935 milhares de euros
 - 2008 - 681 535 milhares de euros.

Fonte: Quadros 02-a e 02b - CVEE

Solicita-se o envio do custo total de aquisição aos PRE, por tecnologia, uma vez que devido a arredondamentos aplicando-se o preço médio por tecnologia às quantidades previstas obtém-se um preço médio global diferente do enviado pela empresa.

No custo com aquisição aos PRE incluem as aquisições à EDIA? Qual o preço médio de mercado subjacente nas previsões?

RESPOSTA EDP SU

XXX

5.2.2 AQUISIÇÕES NO OMIP

Para 2007 e 2008 prevêem custos com aquisições no OMIP de 130 900 milhares de euros e de 188 139 milhares de euros, respectivamente.

Solicita-se o envio das quantidades e preços médios subjacentes no cálculo destes custos.

RESPOSTA EDP SU

XX

5.2.3 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA EM JULHO E AGOSTO DE 2007

Solicitamos o envio dos custos com a aquisição de energia eléctrica nos meses de Julho e Agosto de 2007 desagregados pelas diversas modalidades de contratação.

RESPOSTA EDP SU

XX

5.3 EDA

Da análise dos valores enviados pela EDA, referentes ao período 2007-20087, de acordo com o Regulamento Tarifário, surgiram algumas dúvidas cujo esclarecimento foi solicitado. Em particular solicitou-se o esclarecimento dos seguintes aspectos:

5.3.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

- Aquisição de energia eléctrica 2007

Unidade: 10³ euros

Natureza	Custo (de acordo com o quadro N9-37-AGSRAA (SEVA) da Norma Complementar 9) (a)	Custo (de acordo com o quadro N9-06-AGSRAA (DR) da Norma Complementar 9) (b)	Custo (de acordo com o documento "Contas Reguladas" - Norma Complementar 9 - Capítulo II) - pág. 53 (c)	Diferença (a)-(b)	Diferença (a)-(c)
Geotérmica	13 085 000		13 084 724		276
Hídrica	1 933 000		1 933 250		-250
Eólica	1 074 000		1 074 480		-480
Térmica	0		0		0
Biogás	0		0		0
TOTAL	16 092 000	16 137 454	16 092 454	-45 454	-454

- Aquisição de energia eléctrica 2008

Unidade: 10³ euros

Natureza	Custo (de acordo com o quadro N9-37-AGSRAA (SEVA) da Norma Complementar 9) (a)	Custo (de acordo com o quadro N9-06-AGSRAA (DR) da Norma Complementar 9) (b)	Custo (de acordo com o documento "Contas Reguladas" - Norma Complementar 9 - Capítulo II) - pág. 141 (c)	Diferença (a)-(b)	Diferença (a)-(c)
Geotérmica	13 422 000		13 422 291		-291
Hídrica	1 983 000		1 983 125		-125
Eólica	1 436 000		1 436 200		-200
Térmica	0		0		0
Biogás	0		0		0
TOTAL	16 841 000	16 886 616	16 841 616	-45 616	-616

RESPOSTA EDA

Como é referido nas páginas 52 e 141 do documento "Norma 9_Capítulo_II_Custos_Proveitos_2007_2008.pdf", os quadros com a repartição por ilha e tipo de energia, não reflectem a aquisição de energia de fonte não renovável. Desta forma, a totalidade dos custos reparte-se da seguinte forma:

€

	2007
Aquisição de Energia Hidroeléctrica	1.933.250
Aquisição de Energia Termoeléctrica	45.000
Aquisição de Energia Geotérmica	13.084.724
Aquisição de Energia Eólica	1.074.480
TOTAL	16.137.454

	2008
Aquisição de Energia Hidroeléctrica	1.983.125
Aquisição de Energia Termoeléctrica	45.000
Aquisição de Energia Geotérmica	13.422.291
Aquisição de Energia Eólica	1.436.200
TOTAL	16.886.616

As diferenças verificadas, em 2007 e 2008, relativamente à Norma Complementar 9 – Quadro 37 AGSRAA (SENV) e os montantes presentes no documento já acima referido, explicam-se por dois factores:

- O custo com a aquisição de energia termoeléctrica não se encontra evidenciado no Quadro 37 da Norma Complementar 9 (valor igual a 45.000 € para os dois anos);
- Dada a volatilidade dos valores históricos de aquisição de energia termoeléctrica, que apresenta oscilações que atingem os 159%, e o seu peso ser residual no valor global de energia produzida na Região (0,07% em 2006), a EDA não efectuou previsões de quantidades a adquirir para este tipo de energia. No entanto, orçamentou para os anos de 2007 e 2008 valores idênticos aos realizados em 2006;
- Arredondamentos. Os valores constantes na Norma Complementar 9 – Quadro 37, estão em milhares de euros, enquanto que os do relatório estão em euros.

5.3.2 CUSTOS COM PESSOAL

Os valores de custos com pessoal da EDA apresentam na sua globalidade um decréscimo entre 2005 e 2006 na ordem dos 7,2%, sendo de 5,8%, com a exclusão dos custos com indemnizações por despedimento. Tendo em conta apenas as remunerações, o crescimento dos custos apresenta uma tendência inversa, situando-se nos 1,8%.

A tendência evidenciada entre 2005 e 2006, inverte-se nos anos seguintes, quer em relação à estimativa de 2007, que em relação à previsão para 2008. Desta forma, entre 2006 e 2007, o crescimento estimado dos custos com pessoal é de 17,4% (11,1% se excluirmos as indemnizações por despedimento e 5,9% tendo em conta apenas as remunerações), e entre 2007 e 2008 ascende a 1,3% (1,5% sem indemnizações por despedimento e 2,8% apenas para as remunerações).

Unidade: 10³ euros

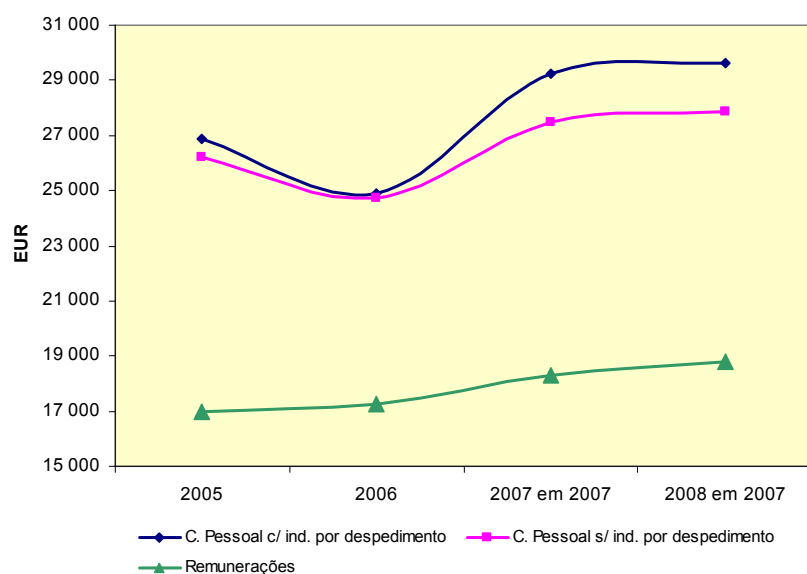
Custos com Pessoal	2005	2006	2007 em 2007	2008 em 2007
Remunerações	16 960	17 266	18 286	18 791
Pensões	0	2 831	4 669	4 554
Encargos sobre remunerações	4 012	3 760	3 931	3 996
Indemnizações por despedimento	636	200	1 785	1 750
Outros encargos	5 253	858	574	525
C. Pessoal c/ ind. por despedimento	26 861	24 914	29 245	29 615
C. Pessoal s/ ind. por despedimento	26 225	24 714	27 460	27 865
Δ % (n/n-1)		Δ% 2006/2005	Δ% 2007/2006	Δ% 2008/2007
Remunerações		1,8%	5,9%	2,8%
C. Pessoal c/ ind. por despedimento		-7,2%	17,4%	1,3%
C. Pessoal s/ ind. por despedimento		-5,8%	11,1%	1,5%

O custo médio por trabalhador apresenta uma tendência de crescimento idêntica aos custos com pessoal, mas com taxas mais elevadas, como efeito da redução de efectivos ocorrida e prevista ocorrer na EDA durante o período em análise. Desta forma, o custo médio por trabalhador, sem indemnizações por despedimento, que em 2006 ascendeu a 36,2 milhares de euros, será de 41,6 milhares de euros em 2007 (crescimento de 15%) e de 42,9 milhares de euros e 2008 (crescimento de 3%).

Unidade: 10³ euros/trabalhador

Custo médio por trabalhador	2005	2006	2007 em 2007	2008 em 2007
Remunerações	24,6	25,3	27,7	28,9
Pensões	0,0	4,1	7,1	7,0
Encargos sobre remunerações	5,8	5,5	6,0	6,1
Indemnizações por despedimento	0,9	0,3	2,7	2,7
Outros encargos	7,6	1,3	0,9	0,8
C. médio trab. c/ ind. por despedimento	39,0	36,5	44,3	45,6
C. médio trab. s/ ind. por despedimento	38,1	36,2	41,6	42,9
Δ % (n/n-1)		Δ% 2006/2005	Δ% 2007/2006	Δ% 2008/2007
Remunerações		2,7%	9,6%	4,3%
C. médio trab. c/ ind. por despedimento		-6,4%	21,5%	2,8%
C. médio trab. s/ ind. por despedimento		-4,9%	15,0%	3,0%

Em termos globais a evolução dos custos com pessoal na EDA entre 2005 e 2008 apresenta-se no seguinte gráfico:



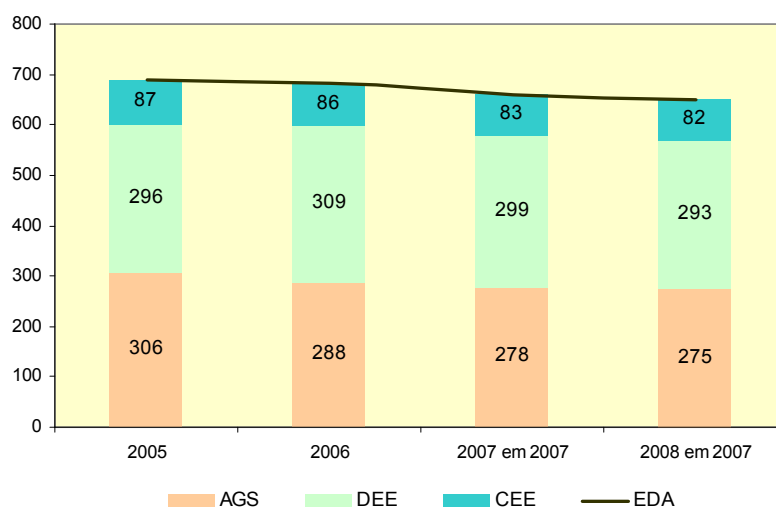
A evolução do número de trabalhadores da EDA, por actividade apresenta-se de seguida:

Número de trabalhadores

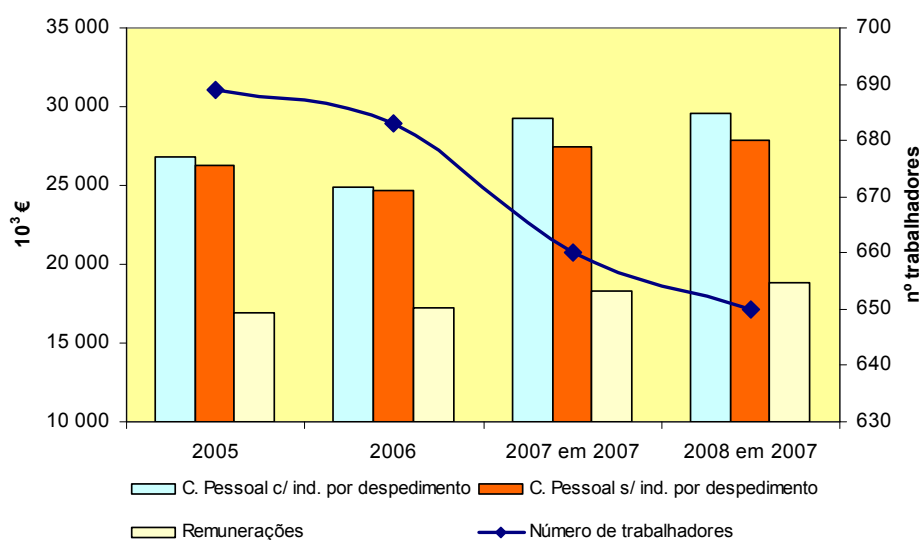
Actividade	2005	2006	2007 em 2007	2008 em 2007
AGS	306	288	278	275
DEE	296	309	299	293
CEE	87	86	83	82
EDA	689	683	660	650
$\Delta \% (n/n-1)$		$\Delta\% 2006/2005$	$\Delta\% 2007/2006$	$\Delta\% 2008/2007$
AGS		-5,9%	-3,5%	-1,1%
DEE		4,4%	-3,2%	-2,0%
CEE		-1,1%	-3,5%	-1,2%
EDA		-0,9%	-3,4%	-1,5%

Entre 2005 e 2006 ocorreu uma redução de 0,9% no número de efectivos, variação que deverá ser de -3,4% entre 2006 e 2007 e de -1,5% entre 2007 e 2008. Em termos globais, o número de trabalhadores da EDA deverá passar de 689 em 2005 para 650 em 2008.

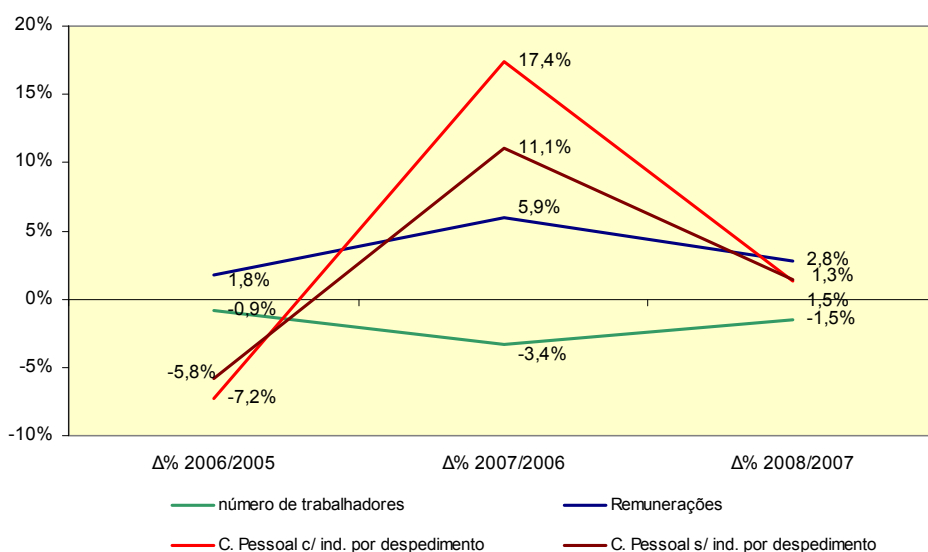
Em 2006 a actividade de DEE apresenta um crescimento do número de efectivos de 4,4%, relativamente a 2005, enquanto a AGS apresenta uma diminuição de 5,9%. Tal poderá ser resultante de movimentação interna de trabalhadores entre Áreas da Empresa, ou de alteração de critérios na afectação dos trabalhadores às actividades, resultante do processo de unbundling contabilístico.



Em termos globais, a evolução dos custos com pessoal da EDA e do número de efectivos, é possível observar no gráfico apresentado de seguida, onde se visualiza em conjunto as tendências de crescimento:



Entre os anos de 2006 e 2007 dá-se uma clara inversão na tendência de decréscimo dos custos com pessoal ocorrida entre 2005 e 2006, apesar da redução do número de efectivos em 3,4%.



Solicita-se à EDA a fundamentação do elevado crescimento dos custos com pessoal previstos para 2007, bem como das alterações ocorridas entre 2005 e 2006 ao nível do número de efectivos das actividades AGS e DEE.

RESPOSTA EDA

Os valores dos orçamentos de custos com pessoal de 2007 e 2008, efectuados em Abril de 2006 e 2007, data em que o efectivo era de 690 e 680 colaboradores, respectivamente, foram considerados os seguintes pressupostos:

Embora no ano de 2005 não se tenha conseguido a redução do efectivo que se esperava atingir (685 colaboradores), mantivemos como objectivo chegar a 31-Dez-2008 com 650 colaboradores. Considerando o verificado até Abril de 2006, por uma questão de prudência, foi tida em conta a possibilidade de, em Dez-2006, termos como efectivo 675 colaboradores e, em Dez-2007, 665. Apenas em 31-Dez-2008 o objectivo proposto de 650 colaboradores seria alcançado. No entanto, sem prejuízo do atrás referido, mantêm-se os valores considerados na Norma Complementar 9 quanto ao número de efectivos que a EDA se propõe atingir no final dos anos de 2007 e 2008;

Aumento da tabela salarial de 2007 em 2,30% e de 2,60% em 2008 para todos os colaboradores e progressão automática de carreira de cerca de 2,1%;

Aumento de uma diuturnidade a todos os colaboradores do quadro, o que equivale a um acréscimo de 5% no custo global desta natureza de conta;

Pagamento, em média, de 20 dias de subsídio de almoço a todos os colaboradores em 11 meses do ano;

Pagamento completo de 13 meses do respectivo prémio de assiduidade a todos os colaboradores;

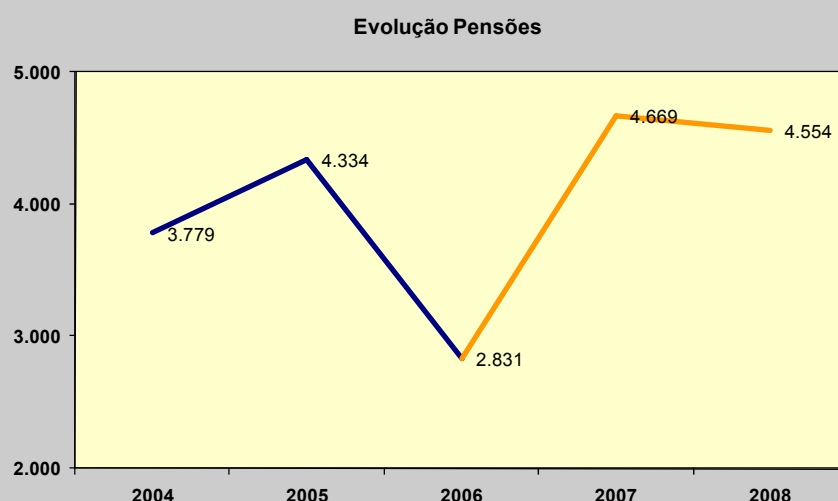
Aumento da previsão do valor de prémios aos colaboradores, de 2006 para 2007, sobretudo os referentes à avaliação de desempenho, implicando um aumento de cerca de 5% relativamente ao realizado em 2006 e manutenção do mesmo valor para 2008;

Por força do indicado nos pontos 4 e 5, o valor das respectivas rubricas estão consideravelmente acima do realizado em 2006 pois existiram, naturalmente, naquele ano, vários colaboradores com baixa por doença e outras ausências, diminuindo assim o valor pago de subsídio de almoço e prémio de assiduidade.

Relativamente ao valor das Remunerações, realizado em 2006, o mesmo encontra-se consideravelmente mais baixo pois existiam vários colaboradores em situação de baixa por doença prolongada para reforma, não sendo assim pagas remunerações, mas sim Subsídio de Doença, que é somente cerca de 35% da Remuneração.

Os custos relativos ao fundo de pensões apresentam um aumento previsto de 1 838 mil euros entre 2006 e 2007. Este acréscimo tem um impacto expressivo na evolução dos custos com pessoal, representando cerca de 67% do seu aumento, não considerando as indemnizações por despedimento.

O esperado acréscimo significativo dos custos com pensões em 2007 deve-se ao facto de 2006, como se constata pelo gráfico, ter sido um ano anómalo, com custos muito inferiores à tendência sugerida pelos valores históricos. Contrariamente ao normal, em 2006, o fundo apresentou ganhos actuariais de 422 mil euros. A título de exemplo, em 2005, foram registadas perdas actuariais de 2 362 mil euros.



Tendo em conta a dificuldade e imprevisibilidade de algumas das variáveis que determinam a contribuição de cada exercício para o fundo de pensões, optamos por seguir a tendência de anos anteriores na estimativa e previsão efectuada, não considerando o ano de 2006.

No que diz respeito aos valores verificados em cada actividade de negócio em 2006, 2007 e 2008, refira-se que os mesmos são resultado da distribuição do reporte de tempos efectuado pelos colaboradores da EDA no decorrer do ano de 2006. Este facto leva a que o orçamento elaborado em Abril de 2006, para efeitos de Tarifas 2007 (óptica de centros de custo), não coincida com o agora apresentado (óptica de processo). Em consonância com a visão de processo (abandonada que está a óptica de centro de custo, para fins de custeio), reflectem-se, assim, os reais esforços que as actividades de negócio consomem ao nível do capital humano. Não existindo extrapolação de tempo para 2007 e 2008, foi utilizado o reporte acumulado de 2006, conforme mencionado no relatório enviado em 15 de Junho.

Quanto à variação do número de colaboradores, afectos a cada actividade de negócio, esta explica-se pela aplicação de critérios mais ajustados à realidade da empresa, enquadrados na óptica da separação contabilística. Através de um processo de discussão interna, conseguiu-se apurar, em termos de estimativa percentual, o esforço que as Direcções "Construção de Infra-estruturas", "Planeamento e Análise de Investimento" e "Gestão do Sistema Eléctrico", consideradas de apoio e suporte directo às áreas operacionais, alocam a essas actividades.

Desta forma, a título de exemplo, podemos referir que, anteriormente, os colaboradores da actual Direcção de Gestão do Sistema Eléctrico (comporta as actividades de Despacho e Operação da Rede de Transporte e Distribuição) estavam concentrados na actividade de negócio da Produção. Estamos a falar de um universo de 22 pessoas, em 2005. Em 2006, após a reorganização da estrutura da empresa, surgiu a necessidade de reafecção dos custos desta área pelas actividades da Produção, Distribuição e Comercial. Neste contexto, os 22 colaboradores, seguindo a estimativa percentual apurada, foram "repartidos" do seguinte modo: 49% → Produção; 49% → Distribuição e 2% → Comercial. Ao contrário do passado, constata-se, em 2006, uma transferência de esforço para outras actividades de negócio.

Raciocínio análogo se aplica às restantes Direcções já mencionadas (estimativas percentuais diferentes). Quer isto dizer que, sempre que se conseguiu estabelecer uma relação causa-efeito entre o móbil de existência de um determinado departamento (considerado de apoio e/ou suporte) e uma área operacional, aplicou-se a metodologia atrás descrita. No caso dos restantes departamentos de apoio e/ou suporte onde essa relação não se conseguiu estabelecer, recorreremos à sua repartição pelo peso proporcional do número de efectivos existente em cada actividade de negócio no fim do respectivo ano.

5.3.3 INVESTIMENTOS DOS ANOS DE 2007 E 2008

Da análise aos valores de investimentos estimados efectuar pela EDA em 2007 e previstos para 2008, constata-se algumas discrepâncias entre os valores constantes das Normas Complementares 9 e 15. Assim, nos quadros de movimentação do imobilizado da Norma Complementar 9, apurou-se para a EDA, um total de investimentos a custos técnicos de 48 884 milhares de euros, para 2007, e de 51 194 milhares de euros para 2008. Os valores constantes da Norma Complementar 15, mencionam no quadro

“Resumo EDA” os valores de 42 902 milhares de euros para 2007 e de 47 101 milhares de euros para 2008. Tais factos podem observar-se nos seguintes quadros:

Investimento 2007

Unidade: 10³ euros

	Norma Complementar 9			Norma Complementar 15	Diferença entre as Normas Complementares 9 e 15
	Custos técnicos	Enc. Financeiros	Custos totais	Custos técnicos	Custos técnicos
AGS	21 028	890	21 919	16 721	4 307
DEE - AT	987	63	1 050	942	45
DEE - MT	13 060	741	13 801	11 358	1 701
DEE - BT	11 670	412	12 082	6 661	5 009
CEE - MT	302	7	310	292	11
CEE - BT	1 836	48	1 884	725	1 111
Outros (só p/ Norma Complementar 15)				6 204	-6 204
Total	48 884	2 162	51 046	42 902	5 982

Investimento 2008

Unidade: 10³ euros

	Norma Complementar 9			Norma Complementar 15	Diferença entre as Normas Complementares 9 e 15
	Custos técnicos	Enc. Financeiros	Custos totais	Custos técnicos	Custos técnicos
AGS	25 896	1 169	27 064	24 374	1 522
DEE - AT	293	22	314	258	35
DEE - MT	12 068	643	12 711	10 321	1 747
DEE - BT	11 270	326	11 597	6 531	4 739
CEE - MT	324	8	332	316	7
CEE - BT	1 343	54	1 396	802	541
Outros (só p/ Norma Complementar 15)				4 498	-4 498
Total	51 194	2 222	53 416	47 101	4 093

Solicita-se a indicação dos valores correctos a considerar, bem como a alteração dos quadros das Normas que não se encontrem em conformidade.

RESPOSTA EDA

As diferenças encontradas no investimento de 2007 e 2008 entre as normas complementares 9 e 15 são explicadas pelos factos que se descrevem de seguida e se discriminam nos quadros abaixo:

A) O valor das licenças atribuídas de CO₂ é incluído na movimentação do imobilizado incorpóreo na norma complementar 9. Pela sua natureza, o valor dessas mesmas licenças não é incluído na norma complementar 15, não sendo objecto de acompanhamento orçamental;

B) O valor das Cedências de Equipamentos (comparticipações em espécie) é incluído na movimentação do imobilizado corpóreo e dos subsídios ao investimento na norma complementar 9. Não constituindo investimento directo da E.D.A., o seu valor não é incluído na norma complementar 15, não sendo objecto de acompanhamento orçamental;

C) O montante a investir na categoria de "Outras Imobilizações" presente na norma 15 é repartido pelas áreas de negócio da empresa por forma a construir a movimentação de imobilizado para as actividades

reguladas (norma 9). Evidenciamos o valor repartido pelas respectivas áreas de negócio nos quadros seguintes;

D) A diferença final obtida (112 mil euros em 2007 e 334 mil euros em 2008) resulta de ajustamentos efectuados no plano de investimentos da empresa, ocorridos no início de Junho de 2007, após a preparação das projecções financeiras para 2007 e 2008. Tendo em conta que o impacto desses ajustamentos não era relevante, optamos por não os reflectir na referida norma, quer face ao esforço que seria necessário para refazer todas as projecções financeiras e a norma complementar 9, quer face à limitação temporal para envio da informação. No entanto, a norma complementar 15 foi actualizada com os ajustamentos descritos reflectindo o plano de investimento da empresa em vigor à data.

10³ euros

2007	Custos Técnicos			Explicação Diferença			
	NC 9	NC 15	Diferença	CO2	C.E.	Repartição Outras NC 15	Total
AGS	21.028	16.721	4.307	-2.455		-1.853	0
DEE - AT	987	942	45			-45	0
DEE - MT	13.060	11.358	1.701		-278	-1.336	88
DEE - BT	11.670	6.661	5.009		-3.137	-1.845	27
CEE - MT	302	292	11			-11	0
CEE - BT	1.836	725	1.111			-1.111	0
Outros (NC 15)		6.204	-6.204			6.204	0
Act. Não Energia						-2	-2
	48.884	42.902	5.982	-2.455	-3.415	0	112

10³ euros

2008	Custos Técnicos			Explicação Diferença			
	NC 9	NC 15	Diferença	CO2	C.E.	Repartição Outras NC 15	Total
AGS	25.896	24.374	1.522	-344		-1.178	0
DEE - AT	293	258	35			-35	0
DEE - MT	12.068	10.321	1.747		-278	-1.148	321
DEE - BT	11.270	6.531	4.739		-3.137	-1.588	14
CEE - MT	324	316	7			-7	0
CEE - BT	1.343	802	541			-541	0
Outros (NC 15)		4.498	-4.498			4.498	0
Act. Não Energia						-1	-1
	51.194	47.101	4.093	-344	-3.415	0	334

5.3.4 INVESTIMENTOS E AMORTIZAÇÕES DOS ANOS DE 2007 E 2008 – REGULARIZAÇÕES

Os quadros de movimentação do imobilizado das 3 Actividades da EDA, constantes da Norma Complementar 9, apresentam valores de regularizações ao nível dos imobilizados corpóreos e das amortizações. Esta situação não se afigura muito correcta, tendo em conta que se referem a factos ainda não ocorridos (estimativa 2007 e previsão 2008), não sendo espectáveis, à partida. Os quadros seguintes evidenciam os esses montantes:

Regularizações 2007Unidade: 10³ euros

	Regularizações de Imobilizado	Amortizações	Regularizações de amortizações	Amortizações e regularizações
AGS	-4 002	10 819	169	10 987
DEE - AT	66	209	193	402
DEE - MT	221	3 383	1 092	4 475
DEE - BT	-753	5 814	-1 338	4 476
CEE - MT	-264	15	4	19
CEE - BT	445	601	-102	499
Total	-4 286	20 841	18	20 859

Regularizações 2008Unidade: 10³ euros

	Regularizações de Imobilizado	Amortizações	Regularizações	Amortizações e regularizações
AGS	2 041	11 824	291	12 114
DEE - AT	-15	225	-23	202
DEE - MT	-1 117	3 724	144	3 868
DEE - BT	-974	6 067	161	6 227
CEE - MT	-362	15	-45	-30
CEE - BT	168	672	-335	337
Total	-258	22 527	192	22 719

Esta situação tem reflexo ao nível dos valores líquidos de imobilizado, tendo em conta que esses estão influenciados por regularizações de imobilizações e de amortizações, que, neste caso, não tem qualquer reflexo ao nível de resultados (as Demonstrações dos Resultados por Actividade apenas referem os valores das amortizações).

Tendo em conta que o saldo final do imobilizado de cada uma das Actividades deverá corresponder no final de 2007 e 2008, ao valor do saldo inicial de cada ano, acrescido do investimento anual, com exclusão dos abates, questiona-se a EDA se os valores de regularizações apresentados nos quadros da Norma Complementar 9, referem-se a abates (quer de imobilizado quer de amortizações). Em caso afirmativo, há falta de coerência na informação apresentada, pois verificam-se situações em que as regularizações de imobilizado assumem valores inferiores às regularizações de amortizações.

RESPOSTA EDA

Os valores relativos às regularizações de imobilizado e amortizações são os seguintes:

Regularizações 2007

	Imobilizado	Amort.
AGS	-2.226	169
DEE - AT	66	193
DEE - MT	221	1.092
DEE - BT	-753	-1.338
CEE - MT	-264	4
CEE - BT	445	-102
ANE	44	-18
Total	-2.466	0
Regularizações CO2	-2.466	0
Total sem CO2	0	0

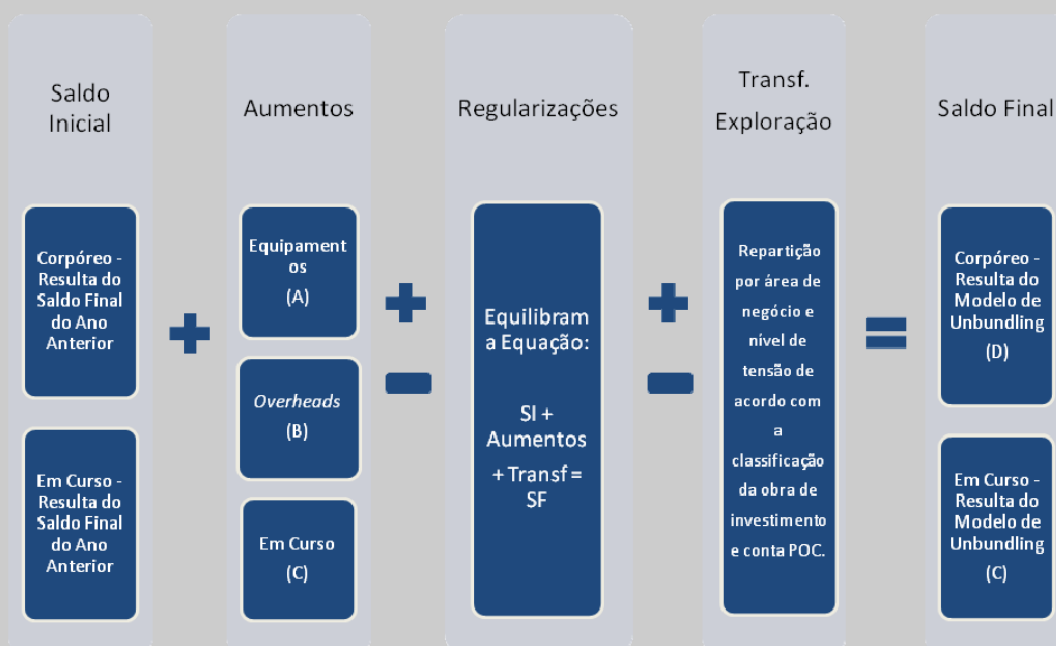
Regularizações 2008

	Imobilizado	Amort.
AGS	2.041	150
DEE - AT	-15	-23
DEE - MT	-1.117	144
DEE - BT	-974	161
CEE - MT	-362	-45
CEE - BT	168	-335
ANE	-23	-52
Total	-281	0
Regularizações CO2	-281	0
Total sem CO2	0	0

Os valores relativos às regularizações de imobilizado na AGS em 2007 e às regularizações de amortizações na AGS em 2008 resultam diferentes das que constam no vosso pedido de esclarecimento. Esta situação deve-se ao facto de nos Quadros N9-07a e N9-07d não estar reflectido o subtotal na rubrica de "Equipamento Básico". Estes quadros com a inclusão dos subtotais são enviados em anexo (ficheiro "Quadros N9_07a e N907d.xls").

As regularizações evidenciadas não estão relacionadas com abates. Conforme pode ser verificado nos quadros, se expurgarmos o efeito da anulação das licenças de CO2 utilizadas, as regularizações no total das actividades da empresa anulam-se, não existindo qualquer efeito sobre o activo líquido total da E.D.A.. As regularizações existem devido a diferenças de pesos nos critérios aplicados na repartição de saldo inicial e final e na forma de repartição do saldo final e movimentos do ano.

O processo utilizado para repartição do imobilizado é referido no ponto 6 do Anexo ao Relatório que acompanha as Contas Reguladas e resumido na seguinte figura:



(A) Para os bens adquiridos no ano, que foram classificados como Equipamentos, a sua alocação a uma área de negócio e nível de tensão foi efectuada directamente de acordo com o tipo de Equipamento;

(B) Os bens adquiridos no ano que foram classificados como overheads às actividades desempenhadas pelo pessoal da empresa, seguiram a distribuição das amortizações do exercício por área de negócio e nível de tensão da conta POC onde se inserem;

(C) Repartição por área de negócio e nível de tensão de acordo com a classificação da obra de investimento;

(D) O saldo final de imobilizado corpóreo por área de negócio resulta directamente do Modelo de Balanço do SISUC. No entanto, a repartição por nível de tensão é efectuada fora do modelo. Para tal são aplicados os pesos das amortizações do exercício por área de negócio e nível de tensão em cada conta POC. Para as contas de Terrenos que não possuem amortizações do exercício, foram aplicados os pesos do imobilizado afecto directamente a Equipamentos por área de negócio e nível de tensão.

Notas Adicionais:

- As amortizações do exercício por área de negócio e nível de tensão resultam, integralmente, da aplicação do modelo de custeio do SISUC;
- O imobilizado incorpóreo diz apenas respeito às licenças de emissão de CO₂, sendo directamente alocado à AEEGS (saldos e movimentos).

5.3.5 TRABALHOS PARA A PRÓPRIA EMPRESA

Os valores dos Trabalhos para a Própria Empresa mencionados nas demonstrações de resultados por Actividades da Norma Complementar 9 (quadros “N9-06-AGSRAA (DR)”, “N9-15-DEERAA (DR)” e “N9-26-CEERAA (DR)”), para os anos de 2007 e 2008, não estão em conformidade com os valores mencionados na Norma Complementar 15. Os quadros apresentados em seguida evidenciam as diferenças apuradas ao nível dos TPE sem encargos financeiros:

Trabalhos para a Própria Empresa - 2007

Unidade: 10³ euros

	TPE directos		
	Norma Complementar 9 (a)	Norma Complementar 15 (b)	Diferença (a)-(b)
AGS	1 154	162	992
DEE - AT	5	237	-232
DEE - MT	2 492	2 114	377
DEE - BT	3 863	3 673	190
CEE - MT	293	292	2
CEE - BT	916	725	191
Outros (só p/ Norma Complementar 15)		630	-630
Total	8 723	7 833	890

Trabalhos para a Própria Empresa - 2008

Unidade: 10³ euros

	TPE directos		
	Norma Complementar 9 (a)	Norma Complementar 15 (b)	Diferença (a)-(b)
AGS	1 386	151	1 235
DEE - AT	3	29	-26
DEE - MT	3 114	2 935	179
DEE - BT	4 229	4 008	221
CEE - MT	293	316	-23
CEE - BT	916	802	114
Outros (só p/ Norma Complementar 15)		523	-523
Total	9 942	8 766	1 176

Solicita-se a indicação dos valores a considerar, bem como a alteração dos quadros das Normas que não se encontrem em conformidade.

RESPOSTA EDA

Apresentam-se de seguida os valores de trabalhos para a própria empresa (excluindo encargos financeiros) dos anos 2007 e 2008 por actividade. A diferença do valor dos TPE na AGS relativamente ao apresentado no vosso pedido de esclarecimentos, corresponde ao valor dos encargos financeiros capitalizados. Seguindo as indicações da Norma 9 (N9-06-AGSRAA-DR), foram incluídos encargos financeiros nos TPE da AGS. Contudo, incorrectamente faz-se alusão ao descritivo "Exclui Enc. Financeiros" (apenas presente nas Demonstrações de Resultados das restantes actividades de negócio). Para melhor compreensão e preenchimento dos quadros N9-06-AGSRAA-DR, N9-15-DEERAA –DR e N9-26-CEERAA-DR, solicitamos esclarecimento sobre qual o procedimento a levar a cabo, futuramente, quanto à inclusão (ou não) dos encargos financeiros, ao nível dos TPE.

T.P.E. 2007

	TPE excluindo EF		Repartição Outras	Diferença Final	Notas
	NC 9	NC15			
AGS	264	162	101	0	
DEE - AT	5	237	5	-237	(A)
DEE - MT	2.492	2.114	140	237	(A)
DEE - BT	3.863	3.673	190	0	
CEE - MT	293	292	3	-1	(B)
CEE - BT	916	725	190	1	(B)
Outros Inv	0	630	-630	0	
Total	7.833	7.833	0	0	

T.P.E. 2008

	TPE excluindo EF		Repartição Outras	Diferença Final	Notas
	NC 9	NC15			
AGS	218	151	67	0	
DEE - AT	3	29	3	-29	(A)
DEE - MT	3.114	2.935	150	29	(A)
DEE - BT	4.229	4.008	221	0	
CEE - MT	317	316	2	-1	(B)
CEE - BT	884	802	81	1	(B)
Outros Inv	0	523	-523	0	
Total	8.766	8.766	0	0	

As diferenças apresentadas anulam-se por área de negócio resultando das seguintes situações:

(A) A estrutura de contabilidade analítica presente em SAP para tratamento das obras de investimentos não prevê, neste momento, uma tipologia de obra específica para Transporte e Distribuição em Alta Tensão. Todas as obras identificadas na norma complementar 15 como transporte e distribuição em alta tensão são incluídas no grupo de obras relativas a média tensão. Os objectos de custeio do SISUC, por forma a garantir uma maior automatização, seguiram sempre que possível a estrutura analítica do SAP. Assim, no SISUC não existe um objecto de custeio de "Projectos de Transporte e Distribuição em Alta Tensão". Em resultado, as obras de AT afectas a projectos de Transporte e Grande distribuição estão a ser incluídos na Média Tensão. Os T.P.E. que são apresentados em Alta Tensão são provenientes apenas da repartição das obras não desagregadas.

(B) A obra "SIST AUTOMÁTICO ATENDIMENTO TELEFÓNICO" na repartição do investimento previsto para o ano foi "imputada" aos Custos Comuns da Comercialização, sendo distribuída por Média e Baixa Tensão em função dos custos incorridos. No entanto, e por lapso, na repartição dos TPE a obra seguiu o tratamento dado à actividade de "Efectuar o Atendimento a Clientes", sendo distribuída por nível de tensão em função do número de clientes.

5.3.6 TRABALHOS PARA A PRÓPRIA EMPRESA POR NATUREZAS

Com a informação disponível nas Normas Complementares 9 e 15, procedeu-se ao apuramento do valor dos TPE por naturezas. Os quadros seguintes evidenciam os valores para os anos de 2007 e de 2008:

		2007			2008		
		TPE - FSE			TPE - FSE		
Quadro 1		Norma Complementar 9 - Diferença entre os mapas de FSE e as DR por Actividade (a)	Norma Complementar 15 (b)	Diferença (a)-(b)	Norma Complementar 9 - Diferença entre os mapas de FSE e as DR por Actividade (a)	Norma Complementar 15 (b)	Diferença (a)-(b)
		Unidade: 10 ³ euros					
AGS		162	87	75	103	56	47
DEE - AT		3	16	-13	1	7	-6
DEE - MT		408	317	91	705	599	106
DEE - BT		1 023	922	102	1 155	1 003	152
CEE - MT		28	26	2	14	14	1
CEE - BT		175	9	167	78	13	65
Outros (só p/ Norma Complementar 15)			422	-422		364	-364
Total		1 799	1 799	0	2 057	2 057	0
Quadro 2		TPE - Custos com Pessoal			TPE - Custos com Pessoal		
		Norma Complementar 9 - Valores mencionados como nota dos quadros de Custos com Pessoal e as DR por Actividade (a)	Norma Complementar 15 (b)	Diferença (a)-(b)	Norma Complementar 9 - Valores mencionados como nota dos quadros de Custos com Pessoal e as DR por Actividade (a)	Norma Complementar 15 (b)	Diferença (a)-(b)
AGS		89	62	27	103	88	15
DEE - AT			5			1	
DEE - MT		627	229	156	734	257	116
DEE - BT			237			361	
CEE - MT			78			113	
CEE - BT		330	227	25	395	266	16
Outros (só p/ Norma Complementar 15)			207	-207		147	-147
Total		1 046	1 046	0	1 232	1 232	0
Quadro 3		TPE - Outros (Materiais, Impostos e OCO)			TPE - Outros (Materiais, Impostos e OCO)		
		Norma Complementar 9 - Diferença entre o total dos TPE e os valores apurados nos quadros 1 e 2 (a)	Norma Complementar 15 (b)	Diferença (a)-(b)	Norma Complementar 9 - Diferença entre o total dos TPE e os valores apurados nos quadros 1 e 2 (a)	Norma Complementar 15 (b)	Diferença (a)-(b)
AGS		904	14	890	1 180	7	1 173
DEE - AT			216			22	
DEE - MT		4 299	1 569	0	4 751	2 079	6
DEE - BT			2 514			2 644	
CEE - MT		676	187	0	722	190	9
CEE - BT			489			523	
Outros (só p/ Norma Complementar 15)			0	0		12	-12
Total		5 879	4 989	890	6 653	5 477	1 176
Quadro 4		TPE - TOTAL			TPE - TOTAL		
		Norma Complementar 9 - Diferença entre o total dos TPE e os valores apurados nos quadros 1 e 2 (a)	Norma Complementar 15 (b)	Diferença (a)-(b)	Norma Complementar 9 - Diferença entre o total dos TPE e os valores apurados nos quadros 1 e 2 (a)	Norma Complementar 15 (b)	Diferença (a)-(b)
AGS		1 154	162	992	1 386	151	1 235
DEE - AT			237			29	
DEE - MT		6 360	2 114	335	7 346	2 935	373
DEE - BT			3 673			4 008	
CEE - MT		1 209	292	193	1 209	316	91
CEE - BT			725			802	
Outros (só p/ Norma Complementar 15)			630	-630		523	-523
Total		8 723	7 833	890	9 942	8 766	1 176

Relativamente aos TPE por natureza de 2007 e 2008, solicita-se a indicação da repartição dos valores do agregado de "Outras Imobilizações", da Norma Complementar 15, pelas várias Actividades. Note-se, por exemplo, que em 2007, ao nível dos FSE da Actividade DEE-AT, o valor constante da Norma 15 é de 16 milhares de euros, sendo superior ao valor apurado pela Norma Complementar 9, que ascende a 3 milhares de euros. Em 2008 sucede o mesmo, sendo o valor da Norma Complementar 15, superior em 6 milhares de euros ao apurado pela Norma Complementar 9.

De igual modo solicita-se a indicação dos valores a considerar para materiais e impostos/OCO, por actividade, para os anos de 2007 e 2008.

RESPOSTA EDA

Apresentam-se de seguida os valores de trabalhos para a própria empresa (excluindo encargos financeiros) dos anos 2007 e 2008 por actividade e por natureza. A diferença do valor dos TPE na AGS, relativamente ao apresentado no vosso pedido de esclarecimentos, corresponde ao valor dos encargos financeiros capitalizados, conforme referido no ponto anterior.

2007						2008					
	TPE Materiais		Repartição Outras	Diferença Final	Notas		TPE Materiais		Repartição Outras	Diferença Final	Notas
	NC 9	NC15					NC 9	NC15			
AGS	2	2	0	0		AGS	7	3	5	0	
DEE - AT	0	202	0	-202	(A)	DEE - AT	0	17	0	-17	(A)
DEE - MT	1.688	1.486	0	202	(A)	DEE - MT	1.919	1.900	2	17	(A)
DEE - BT	2.456	2.456	0	0		DEE - BT	2.618	2.616	2	0	
CEE - MT	187	187	0	0	(B)	CEE - MT	190	190	0	0	(B)
CEE - BT	489	489	0	0	(B)	CEE - BT	525	523	2	0	(B)
Outros Inv	0	0	0	0		Outros Inv	10	10	-10	0	
Total	4.822	4.822	0	0		Total	5.258	5.258	0	0	
	TPE FSE		Repartição Outras	Diferença Final	Notas		TPE FSE		Repartição Outras	Diferença Final	Notas
	NC 9	NC15					NC 9	NC15			
AGS	162	87	75	0		AGS	103	56	47	0	
DEE - AT	3	16	3	-16	(A)	DEE - AT	1	7	1	-7	(A)
DEE - MT	408	317	75	16	(A)	DEE - MT	705	599	99	7	(A)
DEE - BT	1.023	922	102	0		DEE - BT	1.155	1.003	152	0	
CEE - MT	28	26	2	-1	(B)	CEE - MT	14	14	2	-1	(B)
CEE - BT	175	9	166	1	(B)	CEE - BT	78	13	64	1	(B)
Outros Inv		422	-422	0		Outros Inv		364	-364	0	
Total	1.799	1.799	0	0		Total	2.057	2.057	0	0	
	TPE Custos Pessoal		Repartição Outras	Diferença Final	Notas		TPE Custos Pessoal		Repartição Outras	Diferença Final	Notas
	NC 9	NC15					NC 9	NC15			
AGS	89	62	27	0		AGS	103	88	15	0	
DEE - AT	3	5	3	-5	(A)	DEE - AT	2	1	2	-1	(A)
DEE - MT	299	229	65	5	(A)	DEE - MT	306	257	49	1	(A)
DEE - BT	325	237	88	0		DEE - BT	426	361	66	0	
CEE - MT	78	78	0	0		CEE - MT	113	113	0	0	
CEE - BT	252	227	25	0		CEE - BT	282	266	16	0	
Outros Inv		207	-207	0		Outros Inv		147	-147	0	
Total	1.046	1.046	0	0		Total	1.232	1.232	0	0	
	TPE Impostos/OCO		Repartição Outras	Diferença Final	Notas		TPE Impostos/OCO		Repartição Outras	Diferença Final	Notas
	NC 9	NC15					NC 9	NC15			
AGS	12	12	0	0		AGS	4	4	0	0	
DEE - AT	0	14	0	-14	(A)	DEE - AT	0	5	0	-5	(A)
DEE - MT	97	83	0	14	(A)	DEE - MT	185	180	1	4	(A)
DEE - BT	58	58	0	0		DEE - BT	30	28	1	0	
CEE - MT	0	0	0	0		CEE - MT	0	0	0	0	
CEE - BT	0	0	0	0		CEE - BT	0	0	0	0	
Outros Inv		0	0	0		Outros Inv		2	-2	0	
Total	167	167	0	0		Total	219	219	0	0	
	TPE Total		Repartição Outras	Diferença Final	Notas		TPE Total		Repartição Outras	Diferença Final	Notas
	NC 9	NC15					NC 9	NC15			
AGS	264	162	101	0		AGS	218	151	67	0	
DEE - AT	5	237	5	-237	(A)	DEE - AT	3	29	3	-29	(A)
DEE - MT	2.492	2.114	140	237	(A)	DEE - MT	3.114	2.935	150	29	(A)
DEE - BT	3.863	3.673	190	0		DEE - BT	4.229	4.008	221	0	
CEE - MT	293	292	3	-1	(B)	CEE - MT	317	316	2	-1	(B)
CEE - BT	916	725	190	1	(B)	CEE - BT	884	802	81	1	(B)
Outros Inv	0	630	-630	0		Outros Inv	0	523	-523	0	
Total	7.833	7.833	0	0		Total	8.766	8.766	0	0	

As diferenças apresentadas anulam-se por área de negócio resultando das seguintes situações:

(A) A estrutura de contabilidade analítica presente em SAP para tratamento das obras de investimentos não prevê, neste momento, uma tipologia de obra específica para Transporte e Distribuição em Alta Tensão. Todas as obras identificadas na norma complementar 15 como transporte e distribuição em alta tensão são incluídas no grupo de obras relativas a média tensão. Os objectos de custeio do SISUC, por

forma a garantir uma maior automatização, seguiram sempre que possível a estrutura analítica do SAP. Assim, no SISUC não existe um objecto de custeio de "Projectos de Transporte e Distribuição em Alta Tensão". Em resultado, as obras de AT afectas a projectos de Transporte e Grande distribuição estão a ser incluídos na Média Tensão. Os T.P.E. que são apresentados em Alta Tensão são provenientes apenas da repartição das obras não desagregadas.

(B) A obra "SIST AUTOMÁTICO ATENDIMENTO TELEFÓNICO" na repartição do investimento previsto para o ano foi "imputada" aos Custos Comuns da Comercialização, sendo distribuída por Média e Baixa Tensão em função dos custos incorridos. No entanto, e por lapso, na repartição dos TPE a obra seguiu o tratamento dado à actividade de "Efectuar o Atendimento a Clientes", sendo distribuída por nível de tensão em função do número de clientes.

5.3.7 INVESTIMENTO – NORMA COMPLEMENTAR 15-1

A informação que se pretende obter pelo Quadro N15-01 da Norma Complementar 15, não se encontra condensada num único ficheiro, encontrando-se respondida pela EDA na conjugação dos seguintes ficheiros enviados:

- No que se refere aos valores de 2006 (t-2) – “Norma 15_Ex_Orç_Q04_Q09_Q12.xls” ;
- No que se refere aos valores de 2007 (t-1) – “Norma Complementar 15_2007.xls” ;
- No que se refere aos valores de 2008 (t) – “Norma Complementar 15_2008.xls” .

Apesar de toda a informação se encontrar nos ficheiros referidos anteriormente, tendo em conta que poderão ter ocorrido alterações na designação de algumas obras que dificultem a comparabilidade da informação constante dos vários quadros enviados, solicita-se o preenchimento do Quadro 15-1 da Norma Complementar 15, com a estrutura apresentada no mesmo.

RESPOSTA EDA

Envia-se em anexo o Quadro N15-01 da Norma Complementar 15, condensando a informação já enviada num ficheiro único (Ficheiro “Quadro N15_01.xls”).

5.3.8 COMPENSAÇÃO À TARIFA

As Demonstrações dos Resultados da Norma Complementar 9 mencionam como valores de compensação tarifária os indicados no quadro seguinte:

Unidade: 10³ euros

	N9-06-AGSRAA (DR) N9-15-DEERAA (DR) N9-26-CEERAA (DR)	
	2007	2008
AGS	59 117	43 704
DEE-AT	298	271
DEE-MT	7 976	6 695
DEE-BT	11 791	8 671
CEE-MT	-1 460	-936
CEE-BT	4 278	3 311
Total	81 999	61 717

Solicita-se a desagregação dos valores apresentados para cada ano, com a indicação dos valores da compensação tarifária do ano, a parcela das compensações não recebidas em anos anteriores e os ajustamentos.

RESPOSTA EDA

Compensação Tarifária do Ano - Perspectiva Contabilística

10³ euros

	2007			2008		
	Comp. Tarif. Ano	Ajustamento Ano Anterior	Total	Comp. Tarif. Ano	Ajustamento Ano Anterior	Total
AGS	46.419	12.698	59.117	47.120	-3.416	43.704
DEE - AT	234	64	298	292	-21	271
DEE - MT	6.263	1.713	7.976	7.219	-523	6.695
DEE - BT	9.258	2.533	11.791	9.349	-678	8.671
CEE - MT	-1.147	-314	-1.460	-1.009	73	-936
CEE - BT	3.359	919	4.278	3.570	-259	3.311
Total	64.386	17.613	81.999	66.541	-4.824	61.717

Compensação Tarifária por Receber

10³ euros

	2007			2008			
	Subsidio Anos Anteriores a 2002	Ajustamento relativo a 2006	Total	Subsidio Anos Anteriores a 2002	Ajustamento relativo a 2006	Ajustamento relativo a 2007	Total
AGS	19.559	13.875	33.434	16.899	12.520	-3.738	25.680
DEE - AT	98	70	168	105	78	-23	159
DEE - MT	2.639	1.872	4.511	2.589	1.918	-573	3.934
DEE - BT	3.901	2.767	6.668	3.353	2.484	-742	5.095
CEE - MT	-483	-343	-826	-362	-268	80	-550
CEE - BT	1.415	1.004	2.419	1.280	949	-283	1.946
Total	27.129	19.246	46.375	23.864	17.679	-5.279	36.265

Nota: inclui juros

A compensação tarifária por receber prevista resulta do pressuposto de que em 2007 se iria realizar a cessão de créditos (sem recurso) relativa à compensação de 2006 e 2007 de acordo com o Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

Ainda de acordo com os pressupostos às projecções efectuadas e de acordo com o Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, o ajustamento relativo a 2006, não sendo incluído na referida cessão de crédito, seria recebido em prestações constantes durante 10 anos no período de 2008 a 2017.

5.3.9 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

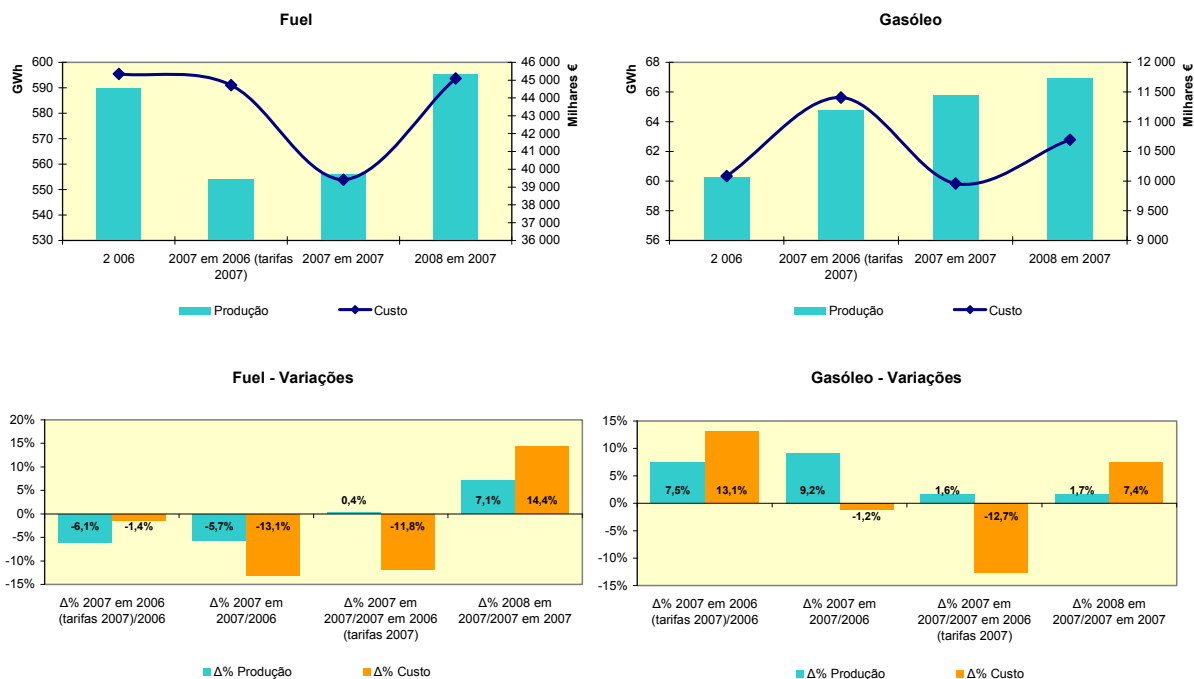
5.3.9.1 CUSTO COM COMBUSTÍVEIS

A EDA apresenta como estimativa para 2007 um custo com combustíveis (fuel e gasóleo) de 49 374,6 milhares de euros. Nas tarifas de 2007, os custos com combustíveis aceites para efeitos de tarifas, foram definidos através da aplicação das fórmulas constantes do artigo 88.º da actual redacção do Regulamento Tarifário, tendo ascendido a 56 117,5 milhares de euros. A estimativa de produção térmica para 2007 é de 621 957 MWh, superior em 3 165 MWh, aos 618 792 MWh que estiveram na base das tarifas para 2007.

O quadro seguinte sintetiza a informação enviada pela empresa, evidenciando os valores referidos anteriormente, bem como a realização de 2006 e as previsões da EDA para 2008.

Tipo de energia	Unidade: MWh				Unidade: %				Unidade: euros			
	2006	2007 em 2006 (tarifas 2007)	2007 em 2007	2008 em 2007	2006	2007 em 2006 (tarifas 2007)	2007 em 2007	2008 em 2007	2006	2007 em 2006 (tarifas 2007)	2007 em 2007	2008 em 2007
Térmica	650 154	618 792	621 957	662 462	83,3%	74,8%	75,9%	76,7%	55 430 502	56 117 553	49 374 638	55 794 109
Fuel	589 902	554 042	556 178	595 554	75,6%	66,9%	67,9%	68,9%	45 345 458	44 711 732	39 414 976	45 095 206
Gasóleo	60 252	64 750	65 779	66 908	7,7%	7,8%	8,0%	7,7%	10 085 044	11 405 821	9 959 662	10 698 903

Os gráficos apresentados de seguida evidenciam a evolução do crescimento dos custos com combustíveis da EDA e da produção térmica a fuel e gasóleo, nos anos de 2006 (realização), 2007 (estimativa e valores de tarifas) e 2008 (previsão).



Ao nível do fuel, pode-se constatar que os custos apresentam um decréscimo de 11,8% entre a estimativa de 2007 e o valor considerado nas tarifas de 2007, apesar de ter ocorrido um crescimento positivo de 0,4%, ao nível da produção térmica a fuel. Relativamente a 2006, as variações dos custos e da produção térmica a fuel foram de -13,1% e de -5,7%, respectivamente. Como estimativa para 2008, os valores apresentados pela EDA contemplam taxas de crescimento de 7,1%, ao nível da produção térmica a fuel e de 14,4% ao nível dos custos com esse combustível.

Ao nível do gasóleo, os custos apresentam um decréscimo de 12,7% entre a estimativa de 2007 e o valor considerado nas tarifas de 2007, apesar de ter ocorrido uma variação positiva de 1,6%, ao nível da produção térmica a gasóleo. Relativamente a 2006, as variações dos custos e da produção térmica a gasóleo foram de -1,2% e de 9,2%, respectivamente. Como previsão para 2008, os valores apresentados pela EDA contemplam taxas de crescimento de 1,7%, ao nível da produção térmica a gasóleo e de 7,4% ao nível dos custos com esse combustível.

Os preços médios com combustíveis em 2006, 2007 (previsão EDA, tarifas 2007 e estimativa EDA) e 2008, bem como as evoluções são evidenciados nos quadros seguintes:

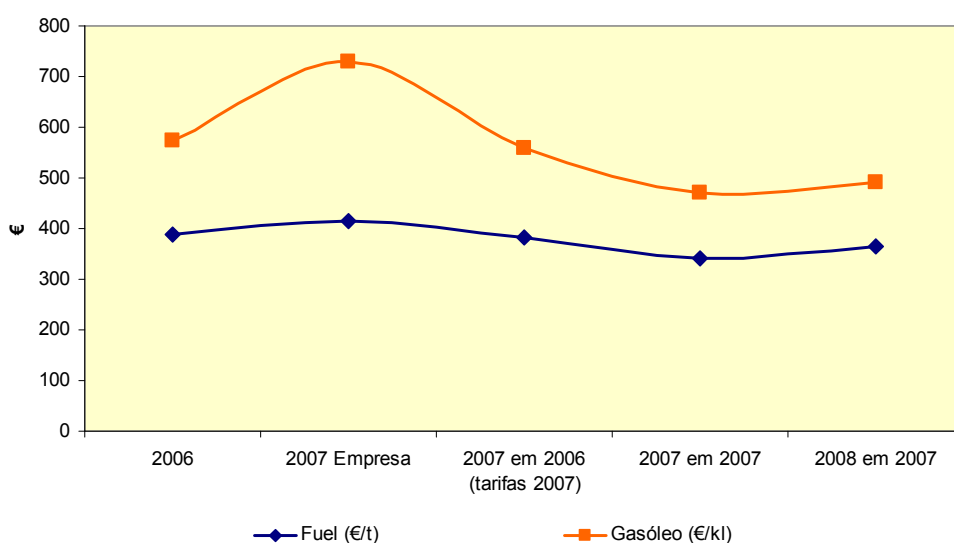
Preço médio	2006	2007 Empresa	2007 em 2006 (tarifas 2007)	2007 em 2007	2008 em 2007
Fuel (€/t)	386,9	413,7	383,6	341,7	365,2
Gasóleo (€/kl)	573,0	728,0	558,0	470,9	492,1

Preço médio	Fuel	Gasóleo
$\Delta\%$ 2007 em 2006 (tarifas 2007)/2006	-0,9%	-2,6%
$\Delta\%$ 2007 em 2007/2006	-11,7%	-17,8%
$\Delta\%$ 2007 em 2007/2007 em 2006 (tarifas 2007)	-10,9%	-15,6%
$\Delta\%$ 2008 em 2007/2007 em 2007	6,9%	4,5%

Relativamente ao fuel, verifica-se uma redução de 11,7% entre a estimativa da EDA para 2007 e o valor realizado em 2006 e uma redução de 10,9% entre a estimativa de 2007 e o valor aceite para efeito de tarifas de 2007. Ao nível do gasóleo as variações atrás referidas são de -17,8% e de 15,6%, respectivamente.

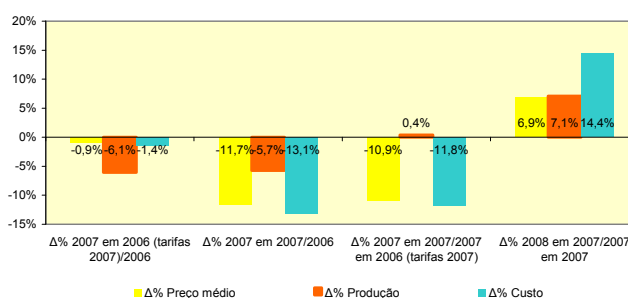
Entre a estimativa de 2007 e a previsão para 2008, verifica-se um acréscimo de 6,9% ao nível do fuel e de 4,5% ao nível do gasóleo.

O crescimento dos preços referidos anteriormente é o apresentado no gráfico seguinte:



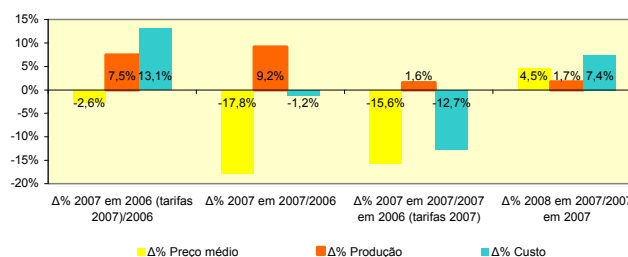
Os quadros e gráficos apresentados a seguir, evidenciam em conjunto a evolução verificada ao nível dos preços médios, produção e custo com combustíveis, entre os anos de 2006, 2007 (valores de tarifas e estimativa da EDA) e 2008 (previsão da EDA).

Fuel	Δ% Preço médio	Δ% Produção	Δ% Custo
Δ% 2007 em 2006 (tarifas 2007)/2006	-0,9%	-6,1%	-1,4%
Δ% 2007 em 2007/2006	-11,7%	-5,7%	-13,1%
Δ% 2007 em 2007/2007 em 2006 (tarifas 2007)	-10,9%	0,4%	-11,8%
Δ% 2008 em 2007/2007 em 2007	6,9%	7,1%	14,4%



Ao nível do fuel, todos apresentam uma evolução negativa, relativamente a 2006, sendo mais evidentes os diferenciais ocorridos ao nível dos preços e da produção. As estimativas de 2007, apresentadas agora pela EDA, são inferiores aos valores considerados nas tarifas de 2007, ao nível do preço médio e dos custos, em 10,9% e 11,8%, respectivamente, não obstante o facto de ter ocorrido um desvio positivo da produção de 0,4%.

Gasóleo	Δ% Preço médio	Δ% Produção	Δ% Custo
Δ% 2007 em 2006 (tarifas 2007)/2006	-2,6%	7,5%	13,1%
Δ% 2007 em 2007/2006	-17,8%	9,2%	-1,2%
Δ% 2007 em 2007/2007 em 2006 (tarifas 2007)	-15,6%	1,6%	-12,7%
Δ% 2008 em 2007/2007 em 2007	4,5%	1,7%	7,4%



Relativamente ao gasóleo, verifica-se que a estimativa dos preços médios de aquisição, é inferior em 17,8% à realização de 2006 e em 15,6%, relativamente ao valor de tarifas de 2007. Em 2007, mesmo havendo estimativas de produção superiores em 9,2% e 1,6%, relativamente a 2006 e aos valores das

tarifas de 2007, respectivamente, o custo com combustíveis será inferior a cada um dos casos em 1,2% e 12,7%, respectivamente.

Nas previsões do fuel para 2008, a EDA apresenta valores substancialmente superiores à estimativa de 2007, ao nível dos preços médios, produção e custos, com taxas de variação de 6,9%, 7,1% e 14,4%, respectivamente. Para o gasóleo, o crescimento ocorrido ao nível dos preços médios, produção e custos, ascendem a 4,5%, 1,7% e 7,4%, respectivamente.

Tendo em conta o descrito anteriormente, em que os valores estimados para 2007, são inferiores quer em relação à realização de 2006, quer em relação aos considerados para efeitos de tarifas de 2007, questiona-se a EDA sobre as previsões de crescimento dos custos com combustíveis, ao nível dos preços de aquisição, e ao nível dos custos do consumo, que neste caso apresentam um crescimento de 14,4% e 7,4%, respectivamente, para o fuel e gasóleo.

RESPOSTA EDA

Em conformidade com o documento enviado à ERSE, em 15 de Junho de 2007, “Norma 9_Capítulo_II_Custos_Proveitos_2007_2008.pdf”, (capítulo 8.3.3. - Consumo de Combustíveis), a EDA tem considerado que a melhor ferramenta a utilizar nas previsões a mais de um ano de distância, sobre a evolução do mercado primário dos produtos derivados do petróleo, dado que o preço do crude está sujeito a interferências não comerciais e exteriores à dinâmica do mercado físico, será o mercado de futuros (“swaps long term”), onde as posições assumidas revelam a percepção global comum dos agentes directos dos mercados. É neste contexto, conforme melhor documentado no ficheiro “Norma 9_Capítulo_II_Custos_Proveitos_2007_2008.pdf” (capítulo 8.3.3. - Consumo de Combustíveis), que são realizadas as estimativas para os anos de 2007 e as previsões para o ano de 2008.

Assim sendo, em termos de previsão efectuada pela EDA para efeito de Tarifas 2007 (em 2006), reflectiu-se a outrora evolução expectável do custo com combustíveis, segundo os parâmetros já atrás descritos. Contudo, o mercado acabou por revelar, no tempo que medeia entre a previsão para Tarifas 2007 (em 2006) e a estimativa 2007 (em 2007), um desfasamento de custos que carecia de repercussão correctiva nos novos dados a apresentar. Os quadros abaixo indicados elucidam as variações ocorridas nos vários momentos de reporte de informação à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

FUEL (€/t)			GASÓLEO (€/kl)		
	EDA - Real. 2006	EDA - Est. 2007		EDA - Real. 2006	EDA - Est. 2007
São Miguel	351,8360	316,1504	Santa Maria	512,5466	466,0037
Terceira	391,0751	357,1361	São Miguel	485,0827	448,0206
Pico	397,8118	361,9575	Terceira	499,7252	465,2071
Faial	414,7282	384,8593	Graciosa	523,1260	476,0715
			São Jorge	522,0758	473,0715
			Pico	520,6041	473,0715
			Faial	514,5099	466,0037
			Flores	530,5372	478,8681
			Corvo	545,5652	496,2579

Relativamente à estimativa de 2007, face ao ano de 2006 (realização), em termos de custo médio do fuelóleo e do gasóleo, verificam-se os seguintes montantes:

FUEL (€/t)			GASÓLEO (€/kl)		
	EDA - Tar. 2007	EDA - Est. 2007		EDA - Tar. 2007	EDA - Est. 2007
São Miguel	389,2839	316,1504	Santa Maria	720,0000	466,0037
Terceira	428,0359	357,1361	São Miguel	689,0000	448,0206
Pico	432,1239	361,9575	Terceira	703,0000	465,2071
Faial	451,5419	384,8593	Graciosa	738,0000	476,0715
			São Jorge	732,0000	473,0715
			Pico	732,0000	473,0715
			Faial	721,0000	466,0037
			Flores	740,0000	478,8681
			Corvo	767,0000	496,2579

Existem dois efeitos a ter em conta na análise à evolução do custo total entre diferentes anos: preço e quantidade. Os quadros, a seguir apresentados, evidenciam em que medida uma variação do preço ou da quantidade consumida influencia o custo total apurado.

FUEL								
2006 - Real			2007 - Est.			Variação 07/06 (10 ³ €)	Efeito Preço (10 ³ €)	Efeito Quantidade (10 ³ €)
Qtd Cons. (ton.)	Preço médio (€/t)	Custo Total (10 ³ €)	Qtd Cons. (ton.)	Preço médio (€/t)	Custo Total (10 ³ €)			
121.478	373,3	45.345	115.356	341,7	39.415	-5.930	-3.839	-2.092

GASÓLEO								
2006 - Real			2007 - Est.			Variação 07/06 (10 ³ €)	Efeito Preço (10 ³ €)	Efeito Quantidade (10 ³ €)
Qtd Cons. (kl)	Preço médio (€/kl)	Custo Total (10 ³ €)	Qtd Cons. (kl.)	Preço médio (€/kl)	Custo Total (10 ³ €)			
19.514	516,8	10.085	21.038	473,4	9.960	-125	-847	721

Nota: A ERSE, no seu pedido de esclarecimento, faz referência a preços médios reais (2006) para o fuelóleo e gasóleo que nos parecem incorrectos. Para um total de custos de 45.345.458 € (fuelóleo) e 10.085.044 € (gasóleo), contribuem as seguintes quantidades consumidas: 121.478 ton. (fuelóleo) e 19.514 kl (gasóleo), conforme Norma Complementar 8 – Quadro 42. No âmbito da estimativa de 2007, refira-se que os valores acima apresentados reflectem a totalidade dos custos com combustíveis da EDA (com respectivas quantidades consumidas), conforme o capítulo 3.3.3. do documento “Norma 9_Capítulo_II_Custos_Proveitos_2007_2008.pdf”, remetido em 15 de Junho do corrente ano.

Tendo em conta a produção estimada em 2007, relativamente à realização de 2006, o valor apresentado no fuelóleo justifica-se por um previsto menor consumo deste tipo de combustível em São Miguel, devido

à entrada em exploração da Central Geotérmica do Pico Vermelho, em Novembro de 2006. Quanto ao aumento da produção, com origem no consumo de gasóleo, verifica-se, sobretudo, o reflexo do acréscimo estimado da procura de energia eléctrica nas ilhas onde este tipo de combustível é utilizado.

No que diz respeito às variações do custo médio dos combustíveis, que se prevê ocorrerem entre a estimativa 2007 (em 2007) e a previsão para efeito de Tarifas 2008 (em 2007), podemos constatar, de seguida, a sua expectável evolução.

	FUEL (€/t)			GASÓLEO (€/kl)	
	EDA - Est. 2007	EDA - Tar. 2008		EDA - Est. 2007	EDA - Tar. 2008
São Miguel	316,1504	340,5831	Santa Maria	466,0037	486,9342
Terceira	357,1361	381,2546	São Miguel	448,0206	470,8580
Pico	361,9575	385,8974	Terceira	465,2071	486,5190
Faial	384,8593	407,9510	Graciosa	476,0715	497,1291
			São Jorge	473,0715	494,1291
			Pico	473,0715	494,1291
			Faial	466,0037	486,9342
			Flores	478,8681	499,5444
			Corvo	496,2579	515,7902

Uma vez mais podemos observar, pelos quadros que abaixo apresentamos, os efeitos que as variáveis preço e quantidade exercem no custo total verificado.

FUEL									
2007 - Est.			2008 - Prev.			Variação 08/07 (10 ³ €)	Efeito Preço (10 ³ €)	Efeito Quantidade (10 ³ €)	
Qtd Cons. (ton.)	Preço médio (€/t)	Custo Total (10 ³ €)	Qtd Cons. (ton.)	Preço médio (€/t)	Custo Total (10 ³ €)				
115.356	341,7	39.415	123.480	365,2	45.095	5.680	2.714	2.967	

GASÓLEO									
2007 - Est.			2008 - Prev.			Variação 08/07 (10 ³ €)	Efeito Preço (10 ³ €)	Efeito Quantidade (10 ³ €)	
Qtd Cons. (kl.)	Preço médio (€/kl)	Custo Total (10 ³ €)	Qtd Cons. (kl.)	Preço médio (€/kl)	Custo Total (10 ³ €)				
21.038	473,4	9.960	21.493	497,8	10.699	739	513	226	

Nota: No âmbito da estimativa de 2007 e previsão de 2008, refira-se que os valores acima apresentados reflectem a totalidade dos custos com combustíveis da EDA (com respectivas quantidades consumidas), conforme os capítulos 3.3.3. e 8.3.3 do documento "Norma 9_Capítulo_II_Custos_Proveitos_2007_2008.pdf", remetido em 15 de Junho do corrente ano.

Tendo em conta que a procura de energia eléctrica aumenta, entre os anos de 2007 (estimativa) e 2008 (previsão), na ordem dos 40 GWh e, mantendo-se quase constante a produção por intermédio de fonte renovável (prevê-se, em 2008, apenas a entrada em exploração do Parque Eólico da Serra do Cume), podemos verificar, pela tabela que se segue, a inevitabilidade de compensação de produção por intermédio do consumo de combustíveis. Da mesma forma, é perceptível a variação ocorrida na produção entre os anos de 2006 (realização) e 2007 (estimativa), no que concerne à entrada em funcionamento da já referida Central Geotérmica do Pico Vermelho.

kWh	2006	2007	2008	Var. 07/06	Var. 07/06	Var. 08/07	Var. 08/07
	Realização	Estimativa	Previsão	(kWh)	(%)	(kWh)	(%)
PRODUÇÃO E AQUISIÇÃO	780.699.610	819.652.912	864.157.923	38.953.302	5,0%	44.505.011	5,4%
PRODUÇÃO	650.154.099	621.956.912	662.461.923	-28.197.187	-4,3%	40.505.011	6,5%
TÉRMICA	650.154.099	621.956.912	662.461.923	-28.197.187	-4,3%	40.505.011	6,5%
Fuel	589.902.090	556.178.122	595.553.958	-33.723.968	-5,7%	39.375.836	7,1%
Gasóleo	60.252.009	65.778.790	66.907.965	5.526.781	9,2%	1.129.175	1,7%
AQUISIÇÃO	130.545.511	197.696.000	201.696.000	67.150.489	51,4%	4.000.000	2,0%
Térmica	199.167	0	0	-199.167	-100,0%	0	0,0%
Hídrica	29.723.491	23.750.000	23.750.000	-5.973.491	-20,1%	0	0,0%
Geotérmica	83.842.259	160.746.000	160.746.000	76.903.741	91,7%	0	0,0%
Eólica e Outras	16.780.594	13.200.000	17.200.000	-3.580.594	-21,3%	4.000.000	30,3%
CONS. NAS CENTRAIS E PERDAS NA REDE	77.531.707	81.011.406	85.309.639	3.479.699	4,5%	4.298.233	5,3%
ENTREGA	703.167.903	738.641.506	778.848.284	35.473.603	5,0%	40.206.778	5,4%

Refira-se que, dos 44,5 GWh previstos de aumento da produção total (2008 face a 2007), 40,5 GWh (91%) terão origem em produção térmica, sendo que o fuelóleo representa 88% desse valor. Pelos factores atrás descritos, são explicadas as variações que se prevê virem a ocorrer no custo total do fuelóleo e gasóleo (+14.4% e +7.4%, respectivamente).

No contexto de acompanhamento da evolução do custo médio com combustíveis, tendo em conta a estimativa realizada para o ano de 2007 e os valores verificados até Julho do corrente ano, podemos constatar, em larga medida, os reduzidos desvios existentes.

GASÓLEO (€/kl)

EDA - Est. 2007 EDA - Real. Julho 2007

Santa Maria	466,0037	466,6706
São Miguel	448,0206	467,6276
Terceira	465,2071	454,5162
Graciosa	476,0715	475,5672
São Jorge	473,0715	472,5445
Pico	473,0715	477,7233
Faial	466,0037	468,0190
Flores	478,8681	480,8557
Corvo	496,2579	499,2281

FUEL (€/t)

EDA - Est. 2007 EDA - Real. Julho 2007

São Miguel	316,1504	314,5827
Terceira	357,1361	353,4934
Pico	361,9575	358,3053
Faial	384,8593	377,4963

5.3.9.2 SUBSÍDIOS AO INVESTIMENTO

Os valores de subsídios ao investimento para 2008, apresentados na Norma Complementar 9, ao nível da actividade AGS não se encontram em conformidade entre o balanço (quadro N9-05-AGSRAA (balanço) e o quadro subsídio ao investimento (N9-09a e b -AGSRAA (subsíd)), com uma diferença de 63 milhares de euros:

Unidade: 10³ euros

	N9-05-AGSRAA (balanço) N9-14-DEERAA (balanço) N9-25-CEERAA (balanço) (a)		N9-09a e b -AGSRAA (subsíd) N9-20a e b-DEERAA (subsíd.) N9-31a e b -CEERAA (subsíd.) (b)		Diferença (a)-(b)	
	2007	2008	2007	2008	2007	2008
AGS	29 923	27 960	29 923	27 897	0	63
DEE	41 587	44 376	41 587	44 376	0	0
CEE	483	429	483	429	0	0
Total	71 993	72 765	71 993	72 702	0	63

Solicita-se a correcção dos mapas que se encontram incorrectos.

RESPOSTA EDA

A diferença apresentada pela ERSE refere-se a licenças de emissão de CO2 atribuídas a título gratuito. Prevê-se que, no final de 2008, a EDA detenha 87 224 licenças de CO2 não utilizadas no valor de 62.801 euros, registados na rúbrica de proveitos diferidos.

5.3.10 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ELÉCTRICA

5.3.10.1 NORMA COMPLEMENTAR 15-05 E 15-06

Relativamente aos quadros N15-05 e N15-06, a coluna referente a “Encargos de estrutura e outros” não se encontra preenchida.

Solicita-se o preenchimento dos mapas, apresentando a desagregação dos custos primários e dos encargos de estrutura (TPE). Relativamente a este agregado, solicita-se à EDA a indicação do entendimento do conceito de “Encargos de estrutura e outros”, que tem estado na base do não preenchimento dos valores dos quadros 15-5 e 15-6.

Agradece-se também o envio em formato Excel, da informação referente ao Quadro N15-05, tal como efectuado para a informação do Quadro N15-06.

RESPOSTA EDA

Pelo vosso pedido de esclarecimentos subentende-se que a rúbrica de encargos de estrutura seria para ser preenchida com os TPE registados em cada obra. Para a EDA os TPE não são encarados como encargos de estrutura, mas como o resultado da utilização de recursos concretos da empresa na construção de activos e que são incorporados nos mesmos. Por esta razão o campo já referido das normas 15-05 e 15-06 nunca foi preenchido até à data. Reenviamos em anexo o Quadro N15-06 com o

campo de encargos de estrutura preenchido com os TPE referente a cada obra, (Ficheiro “Quadro N15-06_com_TPE.xls”).

Relativamente ao Quadro N15-05, enviamos em anexo, conforme solicitado, os ficheiros em excel (Ficheiros “SMA_N15_05.xls, SMG_N15_05.xls, TER_N15_05.xls, SJG_N15_05.xls, PIC_N15_05.xls, FAI_N15_05.xls, FLO_N15_05.xls”) referentes ao documento já enviado em 15 de Junho ao qual se adicionou a informação do valor previsto de TPE. O valor evidenciado no documento enviado corresponde ao custo total da obra. A desagregação desse valor em Aquisições Directas e TPE por natureza é efectuado em cada exercício, pelo que, neste momento, apenas dispomos do montante global indicativo de TPE a incorporar em cada obra. As estimativas são refinadas, em cada ano, aquando da elaboração dos orçamentos anuais, salvaguardando-se que os valores objecto de desagregação anual ao longo da obra poderão não corresponder ao valor global de TPE indicado.

5.3.11 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA

5.3.11.1 LICENÇAS DE CO₂

Solicita-se a informação sobre os movimentos e registos na Norma Complementar 9 associados às licenças de CO₂ para os anos de 2007 e 2008.

Ano em curso
2007

Unidade: 10³ euros

Activo Bruto	Saldo Inicial	Aumentos		Transfª p/ Exploração	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final
		Custos Técnicos	Encargos Financeiros				
IMOBILIZADO INCORPÓREO Despesas de instalação Outros	11	2 455			-2 466		
Total (1)	11	2 455			-2 466		

Ano Seguinte
2008

Unidade: 10³ euros

Activo Bruto	Saldo Inicial	Aumentos		Transfª p/ Exploração	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final
		Custos Técnicos	Encargos Financeiros				
IMOBILIZADO INCORPÓREO Despesas de instalação Outros		344			-281		63
Total (1)		344			-281		63

Solicita-se igualmente indicação se os movimentos de imobilizado incorpóreo, para 2007 e 2008, mencionados na Norma Complementar 9, estão associados às referidas licenças.

RESPOSTA EDA

Os registos contabilísticos associados à movimentação prevista das licenças de emissão de CO₂ são os seguintes:

Tratamento Contabilístico das Licenças de CO2 - 2007

	43				2745			
SI	11.121							SI
.(1)	2.454.676	2.365.538	.(6)	.(3)	2.354.417	2.454.676		.(1)
		100.259	.(5)	.(5)	100.259			
SF	0				0			
	26				65			
.(6)	2.365.538	2.365.538	.(2)	.(2)	2.365.538	2.354.417		.(3)
SF	0				11.121			
	79							
.(5)	100.259	100.259	.(5)					
		11.140	.(4)					
SF		11.140						

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 2007

	Quantidades de CO2	Ano	Custo Unitário	Data Referência
Quantidades consumidas	1.716	2007	6,48	31-12-2006
	363.336	2007	6,48	31-12-2006
Quantidades atribuídas	378.808	2007	6,48	31-12-2006
Quantidades transitadas do ano anterior	1.716	2006	6,48	31-12-2006
Quantidades vendidas	15.472	2007	0,72	Dez-07

Nota: Custo unitário para Dezembro de 2007 corresponde ao preço médio de negociação de futuros para esta data, de acordo com a Newsletter de Maio de 2007 "Tendances Carbone" da Powernext Carbon.

Tratamento Contabilístico das Licenças de CO2 - 2008

	43				2745		
SI							SI
.(1)	344.076	281.275	.(4)	.(3)	281.275	344.076	.(1)
SF	62.801				-62.801		
	26				65		
.(4)	281.275	281.275	.(2)	.(2)	281.275	281.275	.(3)
SF	0				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) Anulação do activo relativo às licenças utilizadas

Movimentação Licenças 2008

	Quantidades de CO2	Ano	Custo Unitário	Data Referência
Quantidades consumidas	390.659	2008	0,72	Dez-07
Quantidades atribuídas	477.883	2008	0,72	Dez-07
Saldo Final	87.224	2008	0,72	Dez-07

Nota: Dada a distância temporal existente e a dificuldade na definição da tendência dos preços no mercado, o custo unitário para 2008 foi mantido ao mesmo nível de 2007.

5.3.12 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA**5.3.12.1 INVESTIMENTO DEE – MT**

Em 2007 o valor das transferências de imobilizado para exploração, indicado no quadro “N9-17a a d-DEERAA (imob. MT)” da Norma Complementar 9, não se anula.

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Pedido de esclarecimento às empresas

Ano em curso
2007

Unidade: 10³ euros

Nível de Tensão MT - Activo Bruto	Saldo Inicial	Aumentos		Transf ^o p/ Exploração	Regularizaçõ es	Reavaliação	Saldo Final
		C. Técnicos	E. Financeiros				
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação							
Outros							
Total (1)							
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais	161				5		166
Edifícios e Outras Construções	6 066			261	-121		6 206
Equipamento Básico	86 982	278		15 811	-1 774		101 296
Subestações	22 908	278		6 717	-2 054		27 849
Linhas	63 039			8 358	270		71 667
Postos de Corte e Seccionamento	1 022			736	9		1 767
Centros de Controlo e Telemédia							
Outros Equipamentos Básicos	13				1		14
Equipamento de Transporte	850				138		988
Ferramentas e Utensílios	826				-14		812
Equipamento Administrativo	3 484	180		261	1 987		5 850
Diferenças Câmbio							
Outro Imobilizado Corpóreo	8 979				-2		8 978
Imobilizado em Curso	9 684	12 603	741	-16 272	2		6 757
Distribuição em MT	9 412	11 446	701	-15 884			5 674
Subestações	3 290	4 989	268	-6 620			1 927
Linhas	5 886	5 330	396	-8 358			3 254
Postos de Corte e Seccionamento	214	540	22	-736			41
Centros de Controlo e Telemédia	21	587	15	-171			452
Outros Equipamentos Básicos							
Outros	272	1 157	40	-388	2		1 083
Total (2)	117 032	13 060	741	62	221		131 054
TOTAL GERAL (1) + (2)	117 032	13 060	741		221		131 054

Solicita-se o preenchimento do mapa com os valores correctos a considerar.

RESPOSTA EDA

A diferença deve-se ao facto de no mapa recebido da ERSE, ao nível da rubrica “Equipamento Administrativo” figurar o valor de **261** mil euros relativos a transferências para exploração. No quadro original enviado pela EDA, o valor inscrito corresponde a **200** mil euros.

Ano em curso
2007

Unidade: 10³ euros

Nível de Tensão MT - Activo Bruto	Saldo Inicial	Aumentos		Transf ^o p/ Exploração	Regularizaçõ es	Reavaliação	Saldo Final
		C. Técnicos	E. Financeiros				
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação							
Outros							
Total (1)							
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais	161				5		166
Edifícios e Outras Construções	6 066			261	-121		6 206
Equipamento Básico	86 982	278		15 811	-1 774		101 296
Subestações	22 908	278		6 717	-2 054		27 849
Linhas	63 039			8 358	270		71 667
Postos de Corte e Seccionamento	1 022			736	9		1 767
Centros de Controlo e Telemédia							
Outros Equipamentos Básicos	13				1		14
Equipamento de Transporte	850				138		988
Ferramentas e Utensílios	826				-14		812
Equipamento Administrativo	3 484	180		200	1 987		5 850
Diferenças Câmbio							
Outro Imobilizado Corpóreo	8 979				-2		8 978
Imobilizado em Curso	9 684	12 603	741	-16 272	2		6 757
Distribuição em MT	9 412	11 446	701	-15 884			5 674
Subestações	3 290	4 989	268	-6 620			1 927
Linhas	5 886	5 330	396	-8 358			3 254
Postos de Corte e Seccionamento	214	540	22	-736			41
Centros de Controlo e Telemédia	21	587	15	-171			452
Outros Equipamentos Básicos							
Outros	272	1 157	40	-388	2		1 083
Total (2)	117.032	13.060	741		221		131.054
TOTAL GERAL (1) + (2)	117.032	13.060	741		221		131.054

5.4 EEM

Da análise dos valores enviados pela EEM, referentes a 2007 e a 2008, de acordo com o Regulamento Tarifário, surgiram algumas dúvidas cujo esclarecimento foi solicitado. Em particular solicitou-se o esclarecimento dos seguintes aspectos:

5.4.1 COMBUSTÍVEIS

À semelhança dos anos anteriores, solicitamos o envio dos custos unitários e das quantidades consumidas, por tipo de combustível e por ilha, previstos para 2007 e 2008.

RESPOSTA DA EEM

2007

	Custo médio unitário (CIF)	Quantidades consumidas t/kl	Custo total anual Eur	Quant It	Quant Kg
Madeira					
Fuelóleo Eur/t	253,62	133 789	33 931 076	135 688 312 lt	133 788 675 Kg
Gasóleo Eur/kl	514,18	1 711	879 997	1 711 463 lt	
Óleo Eur/kl	1 130,83	1 242	1 404 143	1 241 697 lt	
			36 215 216		
Porto Santo					
Fuelóleo Eur/t	274,64	8 781	2 411 657	8 905 738 lt	8 781 057 Kg
Gasóleo Eur/kl	488,31	285	139 055	284 768 lt	
Óleo Eur/kl	2 107,63	52	109 880	52 135 lt	
			2 660 592		
Região Autónoma					
Fuelóleo Eur/t	254,91	142 570	36 342 733	144 594 049 lt	142 569 733 Kg
Gasóleo Eur/kl	510,49	1 996	1 019 052	1 996 232 lt	
Óleo Eur/kl	1 170,19	1 294	1 514 024	1 293 832 lt	
			38 875 809		

2008

	Custo médio unitário (CIF)	Quantidades consumidas t/kl	Custo total anual Eur	Quant It	Quant Kg
Madeira					
Fuelóleo Eur/t	259,45	135 149	35 064 342	137 067 618 lt	135 148 671 Kg
Gasóleo Eur/kl	526,00	1 729	909 388	1 728 861 lt	
Óleo Eur/kl	1 156,84	1 254	1 451 041	1 254 319 lt	
			37 424 770		
Porto Santo					
Fuelóleo Eur/t	280,96	9 335	2 622 733	9 467 447 lt	9 334 903 Kg
Gasóleo Eur/kl	499,54	303	151 226	302 730 lt	
Óleo Eur/kl	2 156,11	55	119 498	55 423 lt	
			2 893 457		
Região Autónoma					
Fuelóleo Eur/t	260,84	144 484	37 687 075	146 535 065 lt	144 483 574 Kg
Gasóleo Eur/kl	522,06	2 032	1 060 613	2 031 590 lt	
Óleo Eur/kl	1 199,12	1 310	1 570 538	1 309 742 lt	
			40 318 227		

5.4.2 TRABALHOS PARA A PRÓPIA EMPRESA

À semelhança dos anos anteriores solicitamos o envio dos Trabalhos para a Própria Empresa (TPE) por actividade desagregados por natureza, para os anos 2007e 2008, no formato idêntico ao que é efectuado para o último ano real (Quadro N10-13).

RESPOSTA EEM

EEM -Trabalhos para a Própria Empresa								
Rubricas	AGSRAM		DEERAM		CEERAM		Total	
	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Materiais Diversos	1 778 800	1 787 600	6 790 160	6 411 243	757 000	757 000	9 325 960	8 955 843
Fornecimentos e Serviços Externos	102 400	153 097	6 592 669	7 240 808	-	2 173	6 695 069	7 396 078
Custos com pessoal	752 002	709 365	4 139 208	4 100 387	548 678	547 382	5 439 888	5 357 134
Conservação Diferida	-	-	-	-	-	-	-	-
Produção Interna de Materiais	-	-	-	-	-	-	-	-
Encargos Financeiros Imputados ao Investimento	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	216 025	33 818	-	-	216 025	33 818
Total	2 633 202	2 650 062	17 738 062	17 786 256	1 305 678	1 306 555	21 676 942	21 742 873

5.4.3 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA - QUANTIDADES

Após a quebra verificada nos fornecimentos em MT entre 2005 e 2006, a EEM prevê uma inflexão na evolução destes fornecimentos, considerando um crescimento positivo nos fornecimentos em MT entre 2006 e 2008.

QUESTÃO ERSE

Que acontecimentos explicam as previsões para os fornecimentos em MT para 2007 e 2008?

RESPOSTA EEM

“Apesar de se ter registado em 2006, uma quebra de 3,3%, no consumo de energia em Média Tensão, e de acordo com os dados disponíveis à data da realização do reporting, não é expectável que tal situação venha a ocorrer em 2007 e 2008. Neste sentido, a EEM estimou que o consumo em Média Tensão aumentará em 2007 3,5% (Madeira e Porto Santo) e em 2008 4,5% na Madeira e 6% no Porto Santo, em linha com a estimativa do consumo de energia em Baixa Tensão. Esta previsão de retoma dos crescimentos de consumo, está suportada na expectativa do aumento da actividade económica Regional em conformidade com o plano de desenvolvimento económico e social da Região para o período de 2007-2013, que é apoiado pelos fundos disponibilizados pela União Europeia. Relativamente à evolução da procura de electricidade a curto/médio e longo prazo, e no âmbito de um protocolo celebrado entre a EEM e a Universidade da Madeira, está a ser desenvolvido um estudo sobre a evolução da procura de

electricidade para os próximos 15 anos e do diagrama de cargas diário, que deverá ser concluído até ao final do ano.”

5.4.4 PROVEITOS EXTRAORDINÁRIOS

QUESTÃO ERSE

À semelhança da questão relativa ao ano de 2006, qual a natureza dos montantes registados na rubrica de proveitos e ganhos extraordinários (líquidos das amortizações do imobilizado participado) em AGS, DEE e CEE, para 2007 e 2008?

RESPOSTA EEM

“A Empresa apenas projecta proveitos extraordinários cuja ocorrência se encontre assegurada. Nesta base para o ano de 2007, foram assumidos 200.000€ na actividade de AGS, referentes ao contrato com a GALP e 497.144€ relativos a ganhos em alienação de imobilizado corpóreo, relacionados com a venda das viaturas da antiga Frota da EEM, referente aos veículos restituídos no decorrer do ano de 2007. O critério de repartição adoptado foi o nº de viaturas alocadas a cada actividade, obtendo-se os seguintes valores: AGS 31.071€, DEE 403.929€ e CEE 62.143€.

Para o ano de 2008, foi apenas assumido o montante de 200.000€ na actividade de AGS, referente ao contrato com a GALP.”

5.4.5 FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS (FSE)

5.4.5.1 FSE - OUTROS

Os Quadros N12-10 (AGS), N12-21 (DEE) e N12- 32 (CEE) apresentam a discriminação da rubrica dos FSE propostos pela EEM para 2007 e 2008.

QUESTÃO ERSE

A ERSE agradecia o envio mais detalhado da rubrica de “outros fornecimentos e serviços externos” constante nos quadros mencionados anteriormente.

RESPOSTA EEM

“O detalhe da rubrica “outros fornecimentos e serviços externos” para os anos de 2007 e 2008, é apresentado como segue:

Outros FSE:	2007	2008
Combustíveis (Frota EEM)	322.700	330.122
Distribuição postal	460.858	471.458
Comunicações	360.424	368.714
Limpeza e Vigilância	302.598	309.558
Custo c/ Frota EEM	690.789	706.677
Transporte de Mercadorias	89.005	91.052
Publicidade	107.136	109.600
Seguros	690.829	706.719
Outros	784.742	802.791
	3.809.082	3.896.690

5.4.5.2 FSE - FROTA AUTOMÓVEL

No processo de cálculo das tarifas para 2007, a ERSE aceitou o valor correspondente ao encargo anual com a renovação da frota automóvel em regime de leasing operacional no montante de 640,8 mil euros, acrescido de 50 mil euros referentes a seis viaturas não abrangidas pelo contrato de gestão da frota.

QUESTÃO ERSE

A chave de repartição dos custos com a frota automóvel para 2007 e 2008, por actividade e nível de tensão, mantém-se inalterada face ao aceite pela ERSE nas tarifas para 2007?

RESPOSTA EEM

“Sendo a nova frota automóvel da EEM, constituída por 133 veículos, em tudo idêntica à antiga, quer no que respeita às características dos veículos bem como no que se refere à sua distribuição pelas três actividades (AGS, DEE e CEE), os montantes considerados nas projecções financeiras da EEM para os anos de 2007 e 2008, foram repartidos pelas actividades, respeitando a alocação das despesas com viaturas registadas no exercício de 2006.

Desta forma, mantém-se inalterado o critério de repartição assumido pela Empresa. A repartição do montante 690.789€ para 2007 foi a seguinte: (AGS 87.569€; DEE 522.823€ e CEE 80.397€), aplicando-se estas proporções no cálculo dos valores de 2008.”

NOVA QUESTÃO ERSE

À data do cálculo das tarifas para 2007, o montante de 50 mil euros referido anteriormente era considerado como uma estimativa dos custos relacionados com as seis viaturas. Qual a estimativa destes custos para 2007 e 2008?

RESPOSTA EEM

“A estimativa do custo relacionado com estas seis viaturas, mantém-se inalterada no ano de 2007 (50.000€), sendo actualizada no ano de 2008, à taxa de inflação utilizada pela EEM.”

NOVA QUESTÃO ERSE

Qual o critério de repartição por nível de tensão (DEE e CEE) para 2007 e 2008?

RESPOSTA EEM

“O critério adoptado pela EEM na repartição dos custos, pelo níveis de Média e Baixa Tensão, mantém-se inalterado 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, no caso da frota automóvel, é possível à EEM identificar claramente as viaturas que estão alocadas, quer na área do Transporte quer na área da Distribuição. Deste modo, o custo com as viaturas que estão afectas à área do Transporte, é alocado em 100% ao nível de Média Tensão. No que se refere às viaturas afectas à área da Distribuição, a repartição do seu custo respeita o critério antes apresentado, ou seja 90% do valor total é alocado ao nível de Baixa Tensão e 10% à Média Tensão.”

	% de alocação por nível de Tensão	Valores em Euros	
		Valor da Frota 2007	Valor da Frota 2008
DEE - Transporte			
DEE Transporte - Média Tensão (MT)	100%	56.419	57.716
DEE - Distribuição			
DEE Distribuição - Baixa Tensão (BT)	90%	419.764	429.419
DEE Distribuição - Média Tensão (MT)	10%	46.640	47.713
Total DEE Baixa Tensão (BT)		419.764	429.419
Total DEE Média Tensão (MT)		103.059	105.429
Total DEE		522.823	534.848

	% de alocação por nível de Tensão	Valores em Euros	
		Valor da Frota 2007	Valor da Frota 2008
CEE Baixa Tensão (BT)	90%	72.357	74.022
CEE Média Tensão (MT)	10%	8.040	8.225
Total CEE		80.397	82.246

5.4.6 DIREITOS DE PASSAGEM

Qual o critério de repartição por nível de tensão (DEE) para 2007 e 2008?

RESPOSTA EEM

“Em conformidade com o apresentado na resposta à questão anterior, o critério de repartição adoptado pela EEM, para a repartição por nível de Tensão do valor dos Direitos de Passagem, respeita os princípios antes referidos, que são aplicáveis à generalidade das rubricas, sendo alocado 90% do valor total, ao nível de Baixa Tensão e 10% à Média Tensão. Neste sentido e tendo em consideração, que o critério de repartição foi uniformemente aplicado aos 3 anos.”

	% de alocação por nível de Tensão	Valores em Euros		
		Valor de Direitos de Passagem 2006	Valor de Direitos de Passagem 2007	Valor de Direitos de Passagem 2008
DEE Baixa Tensão (BT)	90%	5.424.876	5.974.610	6.226.429
DEE Média Tensão (MT)	10%	602.764	663.846	691.825
Total de Direitos de Passagem	100%	6.027.640	6.638.456	6.918.255

5.4.7 PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO

No documento da EEM “Análise das projecções financeiras da EEM, SA. para o período de 2007 a 2008”, é referido que na rubrica de outros custos operacionais encontram-se reflectidos os montantes de 206 milhares de euros e 326 milhares de euros referentes ao PPEC.

QUESTÃO ERSE

Este montante encontra-se reflectido na totalidade na actividade de CEE? Qual o valor por nível de tensão (em euros)?

RESPOSTA EEM

“Os montantes referentes ao PPEC que se encontram reflectidos na rubrica de outros custos operacionais, nos montantes de 206 milhares de euros e 326 milhares de euros em 2007 e 2008 respectivamente, foram na sua totalidade alocados à actividade de CEE.

Relativamente ao critério adoptado pela EEM na repartição dos custos alocados a esta actividade, pelos níveis de Média e Baixa Tensão, foi assumido o critério aplicado às restantes rubricas, ou seja, 90% do valor total é alocado ao nível de Baixa Tensão e 10% à Média Tensão. Assim, para os anos de 2007 e 2008, apuraram-se os seguintes valores:

	% de alocação por nível de Tensão	Euros	
		PPEC 2007	PPEC 2008
CEE Baixa Tensão (BT)	90%	185.052	293.159
CEE Média Tensão (MT)	10%	20.561	32.573
CEE Total	100%	205.614	325.732

ANEXOS

I. INFORMAÇÃO RECEBIDA DA REN

A REN enviou a informação necessária ao cálculo das tarifas 2008 e para a análise do seu desempenho para o período 2006-2008, da qual se destaca:

- Balanços de energia eléctrica.
- Balanços.
- Demonstrações de Resultados por actividade e nível de tensão.
- Número médio de Clientes.
- Número médio de Efectivos.
- Investimentos

Quadro I – 1 - Balanço de energia eléctrica da REN em 2006

Unidade: GWh

Pos.	Rubrica	Composição	2006
1	ENERGIA ENTRADA NA REN		
2	Produtores SEP	3+4+5	29 419
3	CPPE		20 963
4	Tejo Energia		4 382
5	Turbogás		4 074
6	EDIA		138
7	Produtores em Regime Especial	8+14+16	8 789
8	Produção em Regime Especial na Distribuição	9+...+13	4 227
9	Hídrica		931
10	Eólica		906
11	Térmica clássica		119
12	Cogeração		2 272
13	Fotovoltaica		0
14	Produção em Reg. Especial na REN (Ligada RNT)	15	766
15	Eólica		766
16	Produção em Reg. Especial na REN (Ligada RD)	17+...+20	3 796
17	Hídrica		69
18	Eólica		1 211
19	Térmica clássica		460
20	Cogeração		2 056
21	PRE's não facturados no período mas incluídos na venda à distribuição SEP		-9
22	Importação	23+24+25-26	8 624
23	Aquisição para o SEP		3 105
24	Recepção para o SENV (Clientes, Parcela Livre e SEP)		4 625
25	Circulação e trocas físicas		2 865
26	Circulação comercial		1 971
27	Produtores do SENV		6 244
28	Total Energia Entrada SEP	2+6+7+21+22-24+68+78	42 898
29	Total Energia Entrada SEP+SENV	2+6+7+21+22+27	53 205
30	ENERGIA SAÍDA DA REN		
31	Vendas à Distribuição SEP (Subestação+Pontos virtuais+PRE's)	32+...+35	38 884
32	MAT (pontos virtuais clientes)		1 437
33	AT (subestações+pontos virtuais centrais SEP)		29 433
34	AT (PRE's REN ligada RD)		3 790
35	* AT (PRE's Distribuição)		4 225
36	Entregas à Distribuição SEP (Parcela Livre no GO)		2 462
37	Exportação	38+39+40-41	3 183
38	Vendas do SEP		1 502
39	Entregas do SENV		781
40	Circulação e trocas físicas		2 870
41	Circulação comercial		1 971
42	Saídas para Clientes e Produtores SENV	43+46	7 288
43	Entregas a Centrais do SENV	44+45	0
44	MAT		0
45	AT (escalada para a saída AT da REN)		0
46	Entregas para Clientes do SENV	47+48	7 288
47	MAT		0
48	AT (escalada para a saída AT da REN)		7 288
49	Bombagem hidroeléctrica do SEP		622
50	Compensação Síncrona		17
51	Vendas a Produtores do SEP	52+53+54	93
52	CPPE		73
53	Tejo Energia		6
54	Turbogás		14
55	EDIA (inclui bombagem)		84
56	Consumos próprios da REN		10
57	Total Energia Saída SEP	31+37-39+49+50+51+55+56+69+77	42 558
58	Total Energia Saída SEP+SENV	31+36+37+42+49+50+51+55+56	52 643
59	Perdas SEP	28-57	341
60	Perdas SEP+SENV	29-58	562
61	Perdas SEP (% da energia entrada s/PRE's)	59/(28-8-16-21)	0,98%
62	Perdas SEP+SENV (% da energia entrada s/PRE's)	60/(29-8-16-21)	1,24%
63	OUTROS MOVIMENTOS NO SEP		
64	Vendas a Produtores do SEP e EDIA proveniente da EDIS e Linhas da CPPE		5
65	Consumos SEP não afectos à produção		3
66	Acertos de energia respeitantes a períodos anteriores mas incluídos na fact UGS/URT		0
67	OUTRAS RELAÇÕES SEP / SENV		
68	Aquisição do ACS, incluídas em 24 e 27		341
69	Vendas do ACS a agentes do SENV, incluídas em 36, 39, 43 e 46		90
70	Importação da Distribuição por linhas directas (Parcela Livre)		0
71	Aquisição directa da Distribuição a Centrais do SENV (Parcela Livre)		0
72	Venda da Distribuição a Centrais do SENV		18
73	Estimativa de PRE não incluídos nas vendas mas incluídos no Consumo		-24
74	Diferença entre produção líquida e energia ajustada p/ perdas das centrais do SENV		-3
75	CONSUMO SEP REFERIDO À EMISSÃO	76-79	41 727
76	CONSUMO SEP+SENV REFERIDO À EMISSÃO	77-43-49-51-55+70+71-64+65-72+73	49 177
77	Desvio Global SEP/SENV por Defeito (Venda do SEP)		356
78	Desvio Global SEP/SENV por Excesso (Compra do SEP)		221
79	Entregas a Clientes do SENV escalada para a entrada REN		7 450
80	AFECTAÇÃO À TARIFAS REN		
81	Energia afectada à TUGS S TURT	31+66+82+83	48 634
82	Total da Parcela Livre da Distribuição	36+70+71	2 462
83	Entregas para Clientes do SENV escalada para a saída REN	46	7 288
84	Energia afectada à TEP	31	38 884
85	Energia afectada a custos variáveis de AAE	2+23-38-49-51+68-69-77+78	30 423

Fonte: REN

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Anexos I

Quadro I – 2 - Balanços de energia eléctrica da REN entre 2007 e 2008

(GWh)					
Pos.	Rubrica	Composição	Jan-Jun 2007	Jul-Dez 2007	2 008
1	ENERGIA ENTRADA NA REN				
2	Produtores em Regime Ordinário	3+4+5	14 898	16 621	31 925
3	CPPE / Restantes Produtores		10 935	12 183	24 773
4	Tejo Energia		1 753	1 913	4 832
5	Turbogás		2 210	2 525	2 320
6	EDIA		60		
7	Produção em Regime Especial (Ligados à RNT)		537	766	1 874
8	Importação	9+10+11-12	3 894	5 881	11 997
9	Aquisição		1 099	4 381	8 997
10	Recepção a pedido do SENV (Clientes e Parcela Livre)		2 209		
11	Circulação e trocas físicas		1 632	1 500	3 000
12	Circulação comercial		1 046		
13	Produtores do SENV		2 839		
14	Total Energia Entrada SEP		17 491		
15	Total Energia Entrada SEP+SENV / Total Energia Entrada	2+6+7+8+13	22 228	23 267	45 796
16	ENERGIA SAÍDA DA REN				
17	Vendas à Distribuição SEP / Substituição+Pontos virtuais	18+19	15 632	18 924	37 435
18	MAT (pontos virtuais clientes)		796	800	1 600
19	AT (Subestações)		14 837	18 124	35 835
20	Entregas à Distribuição SEP (PRE's ligados à RNT) / Produção em Regime Especial (Ligados à RNT)	7	537	766	1 874
21	Entregas à Distribuição SEP (Parcela Livre no GO)		944		
22	Exportação	23+24+25-26	1 760	3 003	5 477
23	Vendas		154	1 503	2 477
24	Entregas do SENV		1 016		
25	Circulação e trocas físicas		1 636	1 500	3 000
26	Circulação comercial		1 046	0	0
27	Saídas para Clientes e Produtores SENV	28+31	2 782		
28	Vendas a Centrais do SENV	29+30	0		
29	MAT		0		
30	AT (escalada para a saída AT da REN)		0		
31	Entregas para Clientes do SENV	32+33	2 782		
32	MAT		0		
33	AT (escalada para a saída AT da REN)		2 782		
34	Bombagem hidroeléctrica		194	120	112
35	Compensação Síncrona		10	20	40
36	Vendas a Produtores do SEP / Vendas a Produtores em Regime Ordinário	37+38+39	43	12	24
37	CPPE		31		
38	Tejo Energia		5	5	9
39	Turbogás		8	8	15
40	EDIA (inclui bombagem)		1		
41	Consumos próprios da REN		5	5	10
42	Total Energia Saída SEP	17+20+22-24+34+35+36+40+41+54+62	17 243		
43	Total Energia Saída SEP+SENV / Total Energia Saída	17+20+21+22+27+34+35+36+40+41	21 908	22 848	44 971
44	Perdas SEP	14-42	248		
45	Perdas SEP+SENV / Perdas	15-43	320	419	824
46	Perdas SEP (% da energia entrada s/PRE's)	44/14	1,42%		
47	Perdas SEP+SENV (% da energia entrada s/PRE's) / Perdas (%)	45/15	1,44%	1,80%	1,80%
48	OUTROS MOVIMENTOS NO SEP				
49	Vendas a Produtores do SEP proveniente da EDIS		4		
50	Consumos SEP não afectos à produção		4		
51	Acertos de energia respeitantes a períodos anteriores mas incluídos na fact UGS/URT		0		
52	OUTRAS RELAÇÕES SEP / SENV				
53	Aquisição do ACS, incluídas em 10 e 13		191		
54	Vendas do ACS a agentes do SENV, incluídas em 24, 28 e 31		3		
55	Importação da Distribuição por linhas directas (Parcela Livre)		0		
56	Aquisição directa da Distribuição a Centrais do SENV (Parcela Livre)		0		
57	Venda da Distribuição a Centrais do SENV		9		
58	Estimativa de PRE não facturada nas tarifas mas incluída no Consumo		-18		
59	Diferença entre produção líquida e energia fornecida pelas centrais do SENV		2		
60	CONSUMO SEP REFERIDO À EMISSÃO	61-64	22 187		
61	CONSUMO SEP+SENV REFERIDO À EMISSÃO / CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO	+15-22+28-34-36+40+55+56-49+50-57+58+59+	25 026	25 318	52 450
62	Desvio Global SEP/SENV por Defeito (venda do SEP) / Desvio Global por Defeito (venda)		73		
63	Desvio Global SEP/SENV por Excesso (compra do SEP) / Desvio Global por Excesso (compra)		120		
64	Entregas a Clientes do SENV escalada para a entrada REN		2 839		
65	AFECTAÇÃO A TARIFAS REN				
66	Energia afectada à TUGS e TURT	17+51+67+68+69	24 717	24 874	51 576
67	Total Produção em Regime Especial		5 359	5 950	14 141
68	Total da Parcela Livre da Distribuição	21+55+56	944		
69	Entregas para Clientes do SENV escalada para a saída REN	31	2 782		
70	Energia afectada à TEP	17	15 632		
71	Energia afectada a custos variáveis de AEE	2+9-23-34-36+53-54-62+63	15 841		

Fonte: REN

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Anexos I

Quadro I – 3 - Demonstrações de resultados das actividades reguladas da REN em 2005 e 2006

Rubricas	Notas	Unid. Mil Euro					
		Aquisição de Energia Eléctrica		Gestão Global do Sistema		Transporte de Energia Eléctrica	
		2006	2005	2006	2005	2006	2005
PROVEITOS E GANHOS (A)		2 085 657	1 979 021	346 621	160 620	184 068	184 897
Vendas							
De energia eléctrica	14						
SEP		2 546 476	2 019 604	457 080	373 344	172 911	165 714
SENV		13 609	43 280	0	0	0	0
Exportação		102 274	65 227	0	0	0	0
IntERRUPTIBILIDADE		-41 213	-36 874	0	0	0	0
Tarifa Transfronteiriça						332	111
Défice tarifário AT - Limitação de tarifa a clientes finais		-263 566					
Défice tarifário BT - Regiões autónomas		4 870					
Licenças CO2		19 810					
Desvio tarifário 2003		0	14 780	0	-26 813	0	-4 290
Desvio tarifário 2004		2 732	-141 795	-50 908	-204 606	-6 112	
Desvio tarifário 2005		-299 551		-62 478			
Encargo variável base de 2002 recuperado		0		0	0	0	0
Recuperação do desvio de combustíveis recebido na GGS		0	1 664	0	-1 664	0	0
Transferência das amortizações de terrenos implícitas nas tarifas			-15 732		15 732		
Materiais diversos		0	0	0	0	0	0
Contratos de Garantia de Abastecimento		0	26 975	0	0	0	0
Compensação por antecipação de adesão ao SENV		0	0	0	0	0	0
Prestações de serviços	15	0	0				
Prestações de serviços de telecomunicações de segurança		0	0	1 420	1 809		0
Outros		0	0	0	0	425	4 633
Variação da produção		0	0	0	0	0	0
Proveitos Suplementares		20	21	145	148	146	157
Direitos de superfície		0	0				0
Aluguer equipamento		0	0				0
Aluguer cabos de fibra óptica		0	0	0			0
Outros							
Subsídios		0	0	0	0	0	0
Trabalhos para a própria empresa (exclui encargos financeiros)	16	2	0	1 116	958	9 800	8 753
Outros proveitos e ganhos operacionais	20	69	131	114	125	712	744
Proveitos e ganhos financeiros -Rendas	21	17	25	102	95	186	221
Proveitos e ganhos extraordinários	22	108	1 222	30	1 492	5 668	8 708
Reversões de amortizações			493				146
CUSTOS E PERDAS (B)		2 427 258	2 231 847	414 982	378 399	120 237	125 972
Costo das mercadorias vendidas e consumidas							
Energia Eléctrica	17	2 395 121	2 424 494	353 154	265 615	124	712
Tarifa Transfronteiriça						3 917	5 622
Correcção da Hidraulicidade	23	25 106	-200 219				
Materiais diversos		0	0	0	0	643	103
Fornecimentos e serviços externos	18	2 228	1 940	2 793	2 301	21 976	23 371
Impostos		111	58	516	499	492	679
Custos com o pessoal	19	3 159	3 032	6 274	6 050	22 888	22 157
Amortizações	6	939	984	21 433	20 773	63 322	58 517
Provisões	10	164	1 132	336	2 478	3 165	11 093
Outros custos e perdas operacionais	20	16	85	30 055	80 156	554	290
Custos e perdas extraordinárias	22	414	341	421	527	3 156	3 428
RESULTADOS P/ EFEITOS DE REGULAÇÃO (C) = (A) - (B)		-341 601	-252 826	-68 361	-217 779	63 831	58 925
Desvio tarifário 2005 (Estimado)			289 177		248 626		11 281
Desvio tarifário 2006 (Estimado)		392686		97747		5642	
RESULT. REGULADOS APÓS CONTABILIZAÇÃO DO DIFERENCIAL (D)		51 085	36 351	29 386	30 847	69 473	70 206
PROVEITOS E GANHOS (E)		6 975	10	-51	260	4 810	2 393
Prestações de serviços							
Proveitos Suplementares							
Subsídios							
Trabalhos para a própria empresa (encargos financeiros)	16	1	1	21	257	4 585	2 380
Outros proveitos e ganhos operacionais		0	0	0	0	0	0
Proveitos e ganhos financeiros	21	64	9	98	3	150	12
Proveitos e ganhos extraordinários	22	6 910	0	-170	0	75	1
CUSTOS E PERDAS (F)		25 436	13 641	11 690	14 181	32 160	26 951
Fornecimentos e serviços externos							
Impostos						0	0
Custos com o pessoal						0	0
Amortizações							
Provisões							
Outros custos e perdas operacionais						0	0
Provisões							
Custos e perdas financeiras	21	5 697	4 489	8 754	6 846	17 351	10 171
Custos e perdas extraordinárias	22	6 799	365	1 326	78	1 245	-172
IRC	4	12940	8787	1610	7257	13564	16952
RESULTADOS NÃO ACEITES P/ EFEITOS DE REGULAÇÃO (G) = (E) - (F)		-18 461	-13 631	-11 741	-13 921	-27 350	-24 558
RESULTADOS LÍQUIDOS (H) = (D) + (G)		32 624	22 720	17 645	16 926	42 123	45 648

Fonte REN

Quadro I – 4 - Demonstração de resultados da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no primeiro semestre de 2007

Unidade: Milhares de Euros

		2007			2008
		1º Sem.	2º Sem.	Ano	
A Proveitos e Ganhos Regulados = (1 + 2 + ... + 18 + 21)		909 748	0	909 748	0
1	Vendas de electricidade à distribuição	961 671	0	961 671	0
2	Vendas no mercado	0	0	0	0
3	Desvios recuperados	-63 607	0	-63 607	0
4	Exportação	8 770	0	8 770	0
5	Vendas a centrais do SEP	1 621	0	1 621	0
6	Vendas de desvios SENV	1 160	0	1 160	0
7	Outras vendas ao SENV	63	0	63	0
8	Contratos de garantia de abastecimento	0	0	0	0
9	Comércio transfronteiriço	0	0	0	0
10	Vendas de materiais diversos	0	0	0	0
11	Prestações de Serviços	0	0	0	0
12	Trabalhos própria empresa (sem encargos financeiros)	1	0	1	0
13	Amortização de proveitos diferidos - subsídios investimento	9	0	9	0
14	Varição da produção-obras de produção	0	0	0	0
15	Proveitos Suplementares	10	0	10	0
16	Correcção de hidroalicuidade	0	0	0	0
17	Outros proveitos e ganhos operacionais	32	0	32	0
18	Proveitos Financeiros	11	0	11	0
19	Rendas de terrenos e prédios urbanos	11	0	11	0
20	Outros proveitos financeiros	0	0	0	0
21	Proveitos extraordinários	6	0	6	0
B Custos e Perdas Regulados = (22 + 23 + ... + 46 + 51)		909 838	0	909 838	0
22	Custos aquisição energia - Fixos	570 276	0	570 276	0
23	Custos aquisição energia - Variáveis	309 299	0	309 299	0
24	CMEC	0	0	0	0
25	Custos Agente Comercial	0	0	0	0
26	Importação	25 635	0	25 635	0
27	Licenças CO2	3 951	0	3 951	0
28	Acordo AGC	-345	0	-345	0
29	Compensação Síncrona	0	0	0	0
30	Serviços de sistema	-42 976	0	-42 976	0
31	Custos de congestionamento da rede	0	0	0	0
32	Compra de desvios ao SENV	1 879	0	1 879	0
33	Outras compras ao SENV	5 707	0	5 707	0
34	Aquisição à EDIA	2 276	0	2 276	0
35	Correcção de hidroalicuidade	8 938	0	8 938	0
36	Custos de interruptibilidade	21 609	0	21 609	0
37	Comércio transfronteiriço	0	0	0	0
38	Benefícios de potência térmica	-249	0	-249	0
39	Transferência para as regiões autónomas	0	0	0	0
40	Consumo de mat. div., merc., outros	1	0	1	0
41	Fornecimentos e serviços externos	1 322	0	1 322	0
42	Custos com pessoal	1 718	0	1 718	0
43	Amortizações do exercício	483	0	483	0
44	Provisões do exercício	91	0	91	0
45	Impostos	76	0	76	0
46	Outros custos e perdas operacionais	17	0	17	0
47	Pagamentos à ERSE	0	0	0	0
48	Pagamentos à Autoridade da Concorrência	0	0	0	0
49	Custos com o OMP e OMI Clear	0	0	0	0
50	Outros custos operacionais	17	0	17	0
51	Custos e perdas extraordinários	132	0	132	0
C Resultados Regulados Ocorridos = (A - B)		-91	0	-91	0
D Resultados Regulados Permitidos = (52 + 53 + 54)		8 850	0	8 850	0
52	Ganhos comerciais	6 566	0	6 566	0
53	Remuneração do imobilizado	146	0	146	0
54	Juros dos desvios ocorridos em anos anteriores	2 137	0	2 137	0
E Excesso (Insuficiência) de proveitos = (C - D)		-8 941	0	-8 941	0
F Resultados não aceites para efeitos de Regulação = (55 + 56 - 57 + 58 - 63 + 66 - 67 - 68)		4 420	0	4 420	0
55	Movimentos à conta de desvios tarifários	8 941	0	8 941	0
56	Proveitos extraordinários não aceites	0	0	0	0
57	Custos extraordinários não aceites	0	0	0	0
58	Proveitos financeiros	26	0	26	0
59	Encargos financeiros imputados ao investimento	3	0	3	0
60	Juros de proveitos financeiros	0	0	0	0
61	Rendas das Zonas de Protecção	0	0	0	0
62	Outros proveitos financeiros	23	0	23	0
63	Custos financeiros	4 547	0	4 547	0
64	Juros	2 909	0	2 909	0
65	Outros	1 637	0	1 637	0
66	Outros Proveitos	0	0	0	0
67	Outros Custos	0	0	0	0
68	Amortização dos terrenos da zona de protecção	0	0	0	0
G Resultados Antes de Impostos = (C + F)		4 329	0	4 329	0
69	Imposto sobre rendimento do exercício	1 829	0	1 829	0
H Resultado Líquido do Exercício = (G - 69)		2 500	0	2 500	0

Fonte: REN

Quadro I – 5 - Demonstração de resultados da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica em 2007 e 2008

Unidade: Milhares de Euros

		2007			2008
		1º Sem.	2º Sem.	Ano	
A Proveitos e Ganhos Regulados = (1 + 2 + ... + 18 + 21)		0	283 814	283 814	453 538
1	Vendas de electricidade à distribuição	0	108 403	108 403	83 843
2	Vendas no mercado	0	238 728	238 728	365 156
3	Desvios recuperados ¹	0	-63 607	-63 607	3 970
4	Exportação	0	0	0	0
5	Vendas a centrais do SEP	0	282	282	552
6	Vendas de desvios SENV	0	0	0	0
7	Outras vendas ao SENV	0	0	0	0
8	Contratos de garantia de abastecimento	0	0	0	0
9	Comércio transfronteiriço	0	0	0	0
10	Vendas de materiais diversos	0	0	0	0
11	Prestações de Serviços	0	0	0	0
12	Trabalhos própria empresa (sem encargos financeiros)	0	0	0	0
13	Amortização de proveitos diferidos - subsídios investimento	0	0	0	1
14	Variação da produção-obras de produção	0	0	0	0
15	Proveitos Suplementares	0	2	2	3
16	Correcção de hidroalicidade	0	0	0	0
17	Outros proveitos e ganhos operacionais	0	5	5	9
18	Proveitos Financeiros	0	2	2	3
19	Rendas de terrenos e prédios urbanos	0	2	2	3
20	Outros proveitos financeiros	0	0	0	0
21	Proveitos extraordinários	0	0	0	0
B Custos e Perdas Regulados = (22 + 23 + ... + 46 + 51)		0	281 662	281 662	453 686
22	Custos aquisição energia - Fixos	0	103 090	103 090	214 936
23	Custos aquisição energia - Variáveis	0	171 100	171 100	225 335
24	CMEC	0	0	0	0
25	Custos Agente Comercial	0	0	0	0
26	Importação	0	0	0	0
27	Licenças CO2	0	-1 132	-1 132	-9 405
28	Acordo AGC	0	8 500	8 500	22 600
29	Compensação Síncrona	0	0	0	0
30	Serviços de sistema	0	0	0	0
31	Custos de congestionamento da rede	0	0	0	0
32	Compra de desvios ao SENV	0	0	0	0
33	Outras compras ao SENV	0	0	0	0
34	Aquisição à EDIA	0	0	0	0
35	Correcção de hidroalicidade	0	0	0	0
36	Custos de interruptibilidade	0	0	0	0
37	Comércio transfronteiriço	0	0	0	0
38	Benefícios de potência térmica	0	-249	-249	-499
39	Transferência para as regiões autónomas	0	0	0	0
40	Consumo de mat. div., merc., outros	0	0	0	0
41	Fornecimentos e serviços externos	0	99	99	194
42	Custos com pessoal	0	219	219	447
43	Amortizações do exercício	0	24	24	56
44	Provisões do exercício	0	0	0	0
45	Impostos	0	3	3	5
46	Outros custos e perdas operacionais	0	0	0	2
47	Pagamentos à ERSE	0	0	0	0
48	Pagamentos à Autoridade da Concorrência	0	0	0	0
49	Custos com o OMIP e OMI Clear	0	0	0	0
50	Outros custos operacionais	0	0	0	2
51	Custos e perdas extraordinários	0	8	8	14
C Resultados Regulados Ocorridos = (A - B)		0	2 153	2 153	-148
D Resultados Regulados Permitidos = (52 + 53 + 54)		0	2 153	2 153	-148
52	Ganhos comerciais	0	0	0	0
53	Remuneração do imobilizado	0	16	16	31
54	Juros dos desvios ocorridos em anos anteriores	0	2 137	2 137	-179
E Excesso (Insuficiência) de proveitos = (C - D)		0	0	0	0
F Resultados não aceites para efeitos de Regulação = (55 + 56 - 57 + 58 - 63 + 66 - 67 - 68)		0	-4 311	-4 311	-9 093
55	Movimentos à conta de desvios tarifários	0	0	0	0
56	Proveitos extraordinários não aceites	0	0	0	0
57	Custos extraordinários não aceites	0	0	0	0
58	Proveitos financeiros	0	69	69	219
59	Encargos financeiros imputados ao investimento	0	1	1	1
60	Juros de proveitos financeiros	0	0	0	0
61	Rendas das Zonas de Protecção	0	0	0	0
62	Outros proveitos financeiros	0	68	68	219
63	Custos financeiros	0	4 380	4 380	9 312
64	Juros	0	4 379	4 379	9 312
65	Outros	0	0	0	0
66	Outros Proveitos	0	0	0	0
67	Outros Custos	0	0	0	0
68	Amortização dos terrenos da zona de protecção	0	0	0	0
G Resultados Antes de Impostos = (C + F)		0	-2 158	-2 158	-9 241
69	Imposto sobre rendimento do exercício	0	0	0	0
H Resultado Líquido do Exercício = (G - 69)		0	-2 158	-2 158	-9 241

¹ Os desvios recuperados no 2º semestre de 2007, correspondem a metade do desvio gerado (excepto défice tarifário) na AEE em 2006.

Fonte: REN

**Quadro I – 6 - Demonstração de resultados da actividade de Gestão Global do Sistema em
2007 e 2008**

Unidade: Milhares de Euros

	2007			2008
	1º Sem.	2º Sem.	Ano	
A Proveitos e Ganhos Regulados = (1 + 2 + ... + 18 + 21)	94 008	259 400	353 408	544 120
1 Vendas de electricidade à distribuição	108 691	267 765	376 456	622 589
2 Vendas no mercado	0	0	0	0
3 Desvios recuperados	-16 346	-10 562	-26 908	-82 336
4 Exportação	0	0	0	0
5 Vendas a centrais do SEP	0	0	0	0
6 Vendas de desvios SENV	0	0	0	0
7 Outras vendas ao SENV	0	0	0	0
8 Contratos de garantia de abastecimento	0	0	0	0
9 Comércio transfronteiriço	0	0	0	0
10 Vendas de materiais diversos	0	0	0	0
11 Prestações de Serviços	739	1 040	1 779	1 816
12 Trabalhos própria empresa (sem encargos financeiros)	696	865	1 562	1 483
13 Amortização de proveitos diferidos - subsídios investimento	5	14	19	27
14 Variação da produção-obras de produção	0	0	0	0
15 Proveitos Suplementares	75	84	159	171
16 Correção de hidraulicidade	0	0	0	0
17 Outros proveitos e ganhos operacionais	67	104	170	200
18 Proveitos Financeiros	70	91	161	170
19 Rendas de terrenos e prédios urbanos	70	91	161	170
20 Outros proveitos financeiros	0	0	0	0
21 Proveitos extraordinários	11	0	11	0
B Custos e Perdas Regulados = (22 + 23 + ... + 46 + 51)	70 579	249 814	320 393	507 492
22 Custos aquisição energia - Fixos	0	0	0	0
23 Custos aquisição energia - Variáveis	0	0	0	0
24 CMEC	0	39 854	39 854	87 038
25 Custos Agente Comercial	0	108 403	108 403	83 843
26 Importação	0	0	0	0
27 Licenças CO2	0	0	0	0
28 Acordo AGC	0	0	0	0
29 Compensação Síncrona	0	0	0	0
30 Serviços de sistema	45 191	45 572	90 763	91 144
31 Custos de congestionamento da rede	0	0	0	0
32 Compra de desvios ao SENV	0	0	0	0
33 Outras compras ao SENV	0	0	0	0
34 Aquisição à EDIA	562	0	562	0
35 Correção de hidraulicidade	0	0	0	0
36 Custos de interruptibilidade	0	21 609	21 609	43 218
37 Comércio transfronteiriço	0	0	0	0
38 Benefícios de potência térmica	0	0	0	0
39 Transferência para as regiões autónomas	1 550	1 550	3 099	141 709
40 Consumo de mat. div., merc., outros	2	2	4	4
41 Fornecimentos e serviços externos	2 092	3 888	5 980	7 251
42 Custos com pessoal	3 407	5 062	8 469	10 334
43 Amortizações do exercício	10 702	11 544	22 246	23 128
44 Provisões do exercício	186	276	462	564
45 Impostos	208	304	511	597
46 Outros custos e perdas operacionais	6 598	11 571	18 169	18 350
47 Pagamentos à ERSE	2 882	2 773	5 655	5 774
48 Pagamentos à Autoridade da Concorrência	109	219	328	335
49 Custos com o OMP e OMI Clear	1 073	1 072	2 145	2 190
50 Outros custos operacionais ²	2 533	7 508	10 041	10 051
51 Custos e perdas extraordinários	83	179	262	311
C Resultados Regulados Ocorridos = (A - B)	23 429	9 585	33 015	36 628
D Resultados Regulados Permitidos = (52 + 53 + 54)	19 021	15 838	34 860	36 628
52 Ganhos comerciais	0	0	0	0
53 Remuneração do imobilizado	10 813	8 094	18 906	14 008
54 Juros dos desvios ocorridos em anos anteriores	8 209	7 744	15 953	22 620
E Excesso (Insuficiência) de proveitos = (C - D)	4 408	-6 253	-1 845	0
F Resultados não aceites para efeitos de Regulação = (55 + 56 - 57 + 58 - 63 + 66 - 67 - 68)	-11 543	-964	-12 507	-15 040
55 Movimentos à conta de desvios tarifários	-4 408	6 253	1 845	0
56 Proveitos extraordinários não aceites	0	0	0	0
57 Custos extraordinários não aceites	0	0	0	0
58 Proveitos financeiros	165	331	496	1 734
59 Encargos financeiros imputados ao investimento	126	215	340	274
60 Juros de proveitos financeiros	0	0	0	0
61 Rendas das Zonas de Protecção	0	0	0	1 086
62 Outros proveitos financeiros	39	116	156	374
63 Custos financeiros	7 299	7 548	14 847	16 052
64 Juros	4 978	7 500	12 478	15 945
65 Outros	2 321	48	2 369	108
66 Outros Proveitos	0	0	0	0
67 Outros Custos	0	0	0	0
68 Amortização dos terrenos da zona de protecção	0	0	0	722
G Resultados Antes de Impostos = (C + F)	11 887	8 621	20 508	21 587
69 Imposto sobre rendimento do exercício	2 394	1 987	4 381	4 718
H Resultado Líquido do Exercício = (G - 69)	9 493	6 634	16 127	16 869

¹ Inclui Rendas das Zonas de Protecção

² Inclui Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo

**Quadro I – 7 - Demonstração de resultados da actividade de Transporte de Energia Eléctrica em
2007 e 2008**

Unidade: Milhares de Euros

		2007			2008
		1º Sem.	2º Sem.	Ano	
A	Proveitos e Ganhos Regulados = (1 + 2 + ... + 18 + 21)	103 107	100 469	203 576	238 182
1	Vendas de electricidade à distribuição	99 198	96 880	196 078	225 294
2	Vendas no mercado	0	0	0	0
3	Desvios recuperados	-4 757	-4 787	-9 544	-5 642
4	Exportação	0	0	0	0
5	Vendas a centrais do SEP	0	0	0	0
6	Vendas de desvios SENV	0	0	0	0
7	Outras vendas ao SENV	0	0	0	0
8	Contratos de garantia de abastecimento	0	0	0	0
9	Comércio transfronteiriço	83	0	83	0
10	Vendas de materiais diversos	0	0	0	0
11	Prestações de Serviços	303	269	571	563
12	Trabalhos própria empresa (sem encargos financeiros)	5 048	4 900	9 948	10 619
13	Amortização de proveitos diferidos - subsídios investimento	2 286	2 455	4 741	5 675
14	Variação da produção-obras de produção	0	0	0	0
15	Proveitos Suplementares	76	77	153	156
16	Correcção de hidraulicidade	0	0	0	0
17	Outros proveitos e ganhos operacionais	365	389	754	770
18	Proveitos Financeiros	112	121	233	234
19	Rendas de terrenos e prédios urbanos	112	121	233	234
20	Outros proveitos financeiros	0	0	0	0
21	Proveitos extraordinários	394	165	559	513
B	Custos e Perdas Regulados = (22 + 23 + ... + 46 + 51)	63 249	69 411	132 660	146 779
22	Custos aquisição energia - Fixos	0	0	0	0
23	Custos aquisição energia - Variáveis	0	0	0	0
24	CMEC	0	0	0	0
25	Custos Agente Comercial	0	0	0	0
26	Importação	0	0	0	0
27	Licenças CO2	0	0	0	0
28	Acordo AGC	0	0	0	0
29	Compensação Síncrona	0	0	0	0
30	Serviços de sistema	0	0	0	0
31	Custos de congestionamento da rede	0	0	0	0
32	Compra de desvios ao SENV	0	0	0	0
33	Outras compras ao SENV	0	0	0	0
34	Aquisição à EDIA	0	0	0	0
35	Correcção de hidraulicidade	0	0	0	0
36	Custos de interruptibilidade	0	0	0	0
37	Comércio transfronteiriço	1 532	1 449	2 981	2 898
38	Benefícios de potência térmica	0	0	0	0
39	Transferência para as regiões autónomas	0	0	0	0
40	Consumo de mat. div., merc., outros	38	39	77	175
41	Fornecimentos e serviços externos	12 966	15 938	28 905	30 749
42	Custos com pessoal	12 427	12 616	25 043	26 080
43	Amortizações do exercício	34 477	37 404	71 880	82 954
44	Provisões do exercício	687	687	1 374	1 403
45	Impostos	279	270	550	557
46	Outros custos e perdas operacionais	239	152	390	398
47	Pagamentos à ERSE	0	0	0	0
48	Pagamentos à Autoridade da Concorrência	0	0	0	0
49	Custos com o OMP e OMI Clear	0	0	0	0
50	Outros custos operacionais	239	152	390	398
51	Custos e perdas extraordinários	605	856	1 460	1 565
C	Resultados Regulados Ocorridos = (A - B)	39 859	31 057	70 916	91 403
D	Resultados Regulados Permitidos = (52 + 53 + 54)	38 625	41 745	80 370	91 403
52	Ganhos comerciais	0	0	0	0
53	Remuneração do imobilizado	38 281	41 399	79 680	90 881
54	Juros dos desvios ocorridos em anos anteriores	344	347	691	521
E	Excesso (Insuficiência) de proveitos = (C - D)	1 234	-10 688	-9 454	0
F	Resultados não aceites para efeitos de Regulação = (55 + 56 - 57 + 58 - 63 + 66 - 67 - 68)	-13 985	-1 999	-15 985	-27 936
55	Movimentos à conta de desvios tarifários	-1 234	10 688	9 454	0
56	Proveitos extraordinários não aceites	0	0	0	0
57	Custos extraordinários não aceites	0	0	0	0
58	Proveitos financeiros	2 924	3 211	6 135	5 856
59	Encargos financeiros imputados ao investimento	2 841	2 964	5 806	5 064
60	Juros de proveitos financeiros	0	0	0	0
61	Rendas das Zonas de Protecção	0	0	0	0
62	Outros proveitos financeiros	83	246	330	792
63	Custos financeiros	15 676	15 898	31 574	33 792
64	Juros	10 554	15 884	26 437	33 762
65	Outros	5 123	14	5 137	31
66	Outros Proveitos	0	0	0	0
67	Outros Custos	0	0	0	0
68	Amortização dos terrenos da zona de protecção	0	0	0	0
G	Resultados Antes de Impostos = (C + F)	25 873	29 058	54 931	63 466
69	Imposto sobre rendimento do exercício	5 585	6 695	12 281	13 854
H	Resultado Líquido do Exercício = (G - 69)	20 288	22 363	42 651	49 613

Fonte: REN

**Quadro I – 8 - Demonstração de resultados total das actividades reguladas da REN em
2007 e 2008**

Unidade: Milhares de Euros

		2007			2008
		1º Sem.	2º Sem.	Ano	
A Proveitos e Ganhos Regulados = (1 + 2 + ... + 18 + 21)		1 106 863	535 280	1 642 143	1 151 997
1	Vendas de electricidade à distribuição	1 169 560	364 645	1 534 205	847 883
2	Vendas no mercado	0	238 728	238 728	365 156
3	Desvios recuperados	-84 710	-78 957	-163 666	-84 008
4	Exportação	8 770	0	8 770	0
5	Vendas a centrais do SEP	1 621	282	1 903	552
6	Vendas de desvios SENV	1 160	0	1 160	0
7	Outras vendas ao SENV	63	0	63	0
8	Contratos de garantia de abastecimento	0	0	0	0
9	Comércio transfronteiriço	83	0	83	0
10	Vendas de materiais diversos	0	0	0	0
11	Prestações de Serviços	1 041	1 309	2 350	2 380
12	Trabalhos própria empresa (sem encargos financeiros)	5 746	5 766	11 512	12 102
13	Amortização de proveitos diferidos - subsídios investimento	2 300	2 469	4 768	5 703
14	Variação da produção-obras de produção	0	0	0	0
15	Proveitos Suplementares	161	162	323	330
16	Correcção de hidraulicidade	0	0	0	0
17	Outros proveitos e ganhos operacionais	464	498	962	979
18	Proveitos Financeiros	193	214	407	407
19	Rendas de terrenos e prédios urbanos	193	214	407	407
20	Outros proveitos financeiros	0	0	0	0
21	Proveitos extraordinários	411	165	576	513
B Custos e Perdas Regulados = (22 + 23 + ... + 46 + 51)		1 043 666	492 484	1 536 150	1 024 115
22	Custos aquisição energia - Fixos	570 276	103 090	673 367	214 936
23	Custos aquisição energia - Variáveis	309 299	171 100	480 399	225 335
24	CMEC	0	39 854	39 854	87 038
25	Custos Agente Comercial	0	0	0	0
26	Importação	25 635	0	25 635	0
27	Licenças CO2	3 951	-1 132	2 819	-9 405
28	Acordo AGC	-345	8 500	8 155	22 600
29	Compensação Síncrona	0	0	0	0
30	Serviços de sistema	2 214	45 572	47 786	91 144
31	Custos de congestionamento da rede	0	0	0	0
32	Compra de desvios ao SENV	1 879	0	1 879	0
33	Outras compras ao SENV	5 707	0	5 707	0
34	Aquisição à EDIA	2 838	0	2 838	0
35	Correcção de hidraulicidade	8 938	0	8 938	0
36	Custos de interrupibilidade	21 609	21 609	43 218	43 218
37	Comércio transfronteiriço	1 532	1 449	2 981	2 898
38	Benefícios de potência térmica	-249	-249	-499	-499
39	Transferência para as regiões autónomas	1 550	1 550	3 099	141 709
40	Consumo de mat. div., merc., outros	40	41	81	179
41	Fornecimentos e serviços externos	16 380	19 926	36 306	38 194
42	Custos com pessoal	17 551	17 897	35 448	36 861
43	Amortizações do exercício	45 661	48 971	94 632	106 138
44	Provisões do exercício	963	964	1 927	1 968
45	Impostos	563	577	1 140	1 159
46	Outros custos e perdas operacionais	6 853	11 723	18 576	18 750
47	Pagamentos à ERSE	2 882	2 773	5 655	5 774
48	Pagamentos à Autoridade da Concorrência	109	219	328	335
49	Custos com o OMIP e OMI Clear	1 073	1 072	2 145	2 190
50	Outros custos operacionais	2 789	7 659	10 448	10 451
51	Custos e perdas extraordinários	820	1 043	1 863	1 891
C Resultados Regulados Ocorridos = (A - B)		63 197	42 796	105 993	127 883
D Resultados Regulados Permitidos = (52 + 53 + 54)		66 496	59 736	126 233	127 883
52	Ganhos comerciais	6 566	0	6 566	0
53	Remuneração do imobilizado	49 240	49 508	98 748	104 920
54	Juros dos desvios ocorridos em anos anteriores	10 690	10 228	20 918	22 962
E Excesso (Insuficiência) de proveitos = (C - D)		-3 299	-16 941	-20 240	0
F Resultados não aceites para efeitos de Regulação = (55 + 56 - 57 + 58 - 63 + 66 - 67 - 68)		-21 108	-7 274	-28 382	-52 070
55	Movimentos à conta de desvios tarifários	3 299	16 941	20 240	0
56	Proveitos extraordinários não aceites	0	0	0	0
57	Custos extraordinários não aceites	0	0	0	0
58	Proveitos financeiros	3 115	3 611	6 726	7 810
59	Encargos financeiros imputados ao investimento	2 969	3 180	6 149	5 339
60	Juros de proveitos financeiros	0	0	0	0
61	Rendas das Zonas de Protecção	0	0	0	1 086
62	Outros proveitos financeiros	146	431	577	1 385
63	Custos financeiros	27 522	27 825	55 348	59 157
64	Juros	18 441	27 763	46 204	59 018
65	Outros	9 082	62	9 144	139
66	Outros Proveitos	0	0	0	0
67	Outros Custos	0	0	0	0
68	Amortização dos terrenos da zona de protecção	0	0	0	722
G Resultados Antes de Impostos = (C + F)		42 089	35 522	77 611	75 813
69	Imposto sobre rendimento do exercício	9 808	8 683	18 491	18 572
H Resultado Líquido do Exercício = (G - 69)		32 281	26 839	59 120	57 241

Fonte: REN

Quadro I – 9 - Imobilizado a remunerar entre 2006 e 2008

Unidade: Milhares de Euros

(A) Imobilizado Bruto	2006	1º Sem. 2007	2º Sem. 2007	2008
AEE	12 692	12 753	---	---
CVEE	---	---	865	966
GGS	---	---	---	---
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - DPH	845 843	845 843	845 843	845 843
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - ZP	43 344	43 344	43 344	0
Terrenos das Centrais Térmicas	2 531	2 531	2 531	2 531
Outros activos	167 471	169 729	200 460	218 709
TEE	2 279 615	---	2 529 800	2 787 657
(B) Amortizações Acumuladas	2006	1º Sem. 2007	2º Sem. 2007	2008
AEE	8 151	8 632	---	---
CVEE	---	---	426	482
GGS	---	---	---	---
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - DPH	463 893	470 942	477 991	492 088
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - ZP	24 449	24 811	25 172	0
Terrenos das Centrais Térmicas	2 472	2 475	2 478	2 485
Outros activos	128 171	131 457	143 815	152 840
TEE	1 126 830	---	1 198 693	1 281 646
(C) = (A) - (B) Imobilizado Líquido (Activo)	2006	1º Sem. 2007	2º Sem. 2007	2008
AEE	4 541	4 121	---	---
CVEE	---	---	439	485
GGS	---	---	---	---
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - DPH	381 950	374 901	367 852	353 755
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - ZP	18 895	18 533	18 172	0
Terrenos das Centrais Térmicas	59	56	53	46
Outros activos	39 300	38 272	56 645	65 870
TEE	1 152 785	---	1 331 107	1 506 010
(D) Participações (Passivo)	2006	1º Sem. 2007	2º Sem. 2007	2008
AEE	155	146	---	---
CVEE	---	---	15	14
GGS	---	---	---	---
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - DPH	0	0	0	0
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - ZP	0	0	0	0
Terrenos das Centrais Térmicas	0	0	0	0
Outros activos	234	229	347	320
TEE	93 466	---	113 866	126 646
(E) = (C) - (D) Imobilizado Líquido (Líquido)	2006	1º Sem. 2007	2º Sem. 2007	2008
AEE	4 386	3 975	---	---
CVEE	---	---	424	470
GGS	---	---	---	---
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - DPH	381 950	374 901	367 852	353 755
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - ZP	18 895	18 533	18 172	0
Terrenos das Centrais Térmicas	59	56	53	46
Outros activos	39 066	38 043	56 299	65 550
TEE	1 059 319	---	1 217 241	1 379 365
(F) Imobilizado Médio	2006	1º Sem. 2007	2º Sem. 2007	2008
AEE	---	4 180	---	---
CVEE	---	---	420	447
GGS	---	---	---	---
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - DPH	---	378 425	374 901	360 804
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - ZP	---	18 714	18 534	---
Terrenos das Centrais Térmicas	---	57	56	49
Outros activos	---	38 555	49 667	60 924
TEE	---	---	1 138 280	1 298 303
(G) Taxa de Remuneração	2006	1º Sem. 2007	2º Sem. 2007	2008
AEE	---	7,0%	---	---
CVEE	---	---	7,0%	7,0%
GGS	---	---	---	---
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - DPH (*)	---	4,8%	3,1%	2,7%
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - ZP (*)	---	4,8%	3,1%	---
Terrenos das Centrais Térmicas (*)	---	4,8%	3,1%	2,7%
Outros activos	---	7,0%	7,0%	7,0%
TEE	---	---	7,0%	7,0%
(H) = (F) * (G) Remuneração do Imobilizado	2006	2007	2008	
AEE	---	146	---	
CVEE	---	16	31	
GGS	---	---	---	
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - DPH	---	14 827	9 742	
Terrenos dos Aproveitamentos Hidroeléctricos - ZP	---	733	---	
Terrenos das Centrais Térmicas	---	2	1	
Outros activos	---	3 344	4 265	
TEE	---	79 680	90 881	

(*) A taxa de remuneração dos terrenos no 1º semestre de 2007 é uma previsão para a média das taxas swap interbancárias, acrescida de 50 basis points. No 2º semestre de 2007 e em 2008 é uma previsão para a taxa de variação média, dos últimos 12 meses, do IPC.

Nota: Para cálculo dos imobilizados médios no final do 2º semestre de 2007, para a CVEE e para a GGS (outros activos), foram utilizados saldos iniciais iguais aos do final de 2006, acrescidos do valor da AEE repartido (4386 mil euros). Este valor foi repartido pela CVEE e pela GGS (outros activos) proporcionalmente às regularizações efectuadas por extinção da AEE no final do 2º semestre de 2007.

Fonte: REN

Quadro I – 10 – Investimento total em actividades reguladas da REN entre 2006 e 2008

Unidade: Milhares de Euros

	Imob. Curso 2006	Inv. 1º Sem 2007	Inv. 2º Sem 2007	Inv. 2008
(A) Custos Directos Externos				
Investimento Especifico				
AEE / CVEE ^(*)	0	0	0	0
GGs	4 719	2 206	4 431	8 802
TEE	120 161	122 090	90 552	223 820
	124 880	124 295	94 983	232 622
Investimento Total				
AEE / CVEE ^(*)	142	167	32	100
GGs	5 010	2 657	5 254	11 051
TEE	121 199	123 499	92 589	229 740
	126 351	126 323	97 875	240 892
(B) Custos Técnicos				
Investimento Especifico				
AEE / CVEE ^(*)	0	0	0	0
GGs	6 112	2 899	5 291	10 276
TEE	125 994	127 128	95 439	234 416
	132 106	130 027	100 730	244 692
Investimento Total				
AEE / CVEE ^(*)	144	168	32	101
GGs	6 406	3 353	6 119	12 534
TEE	127 045	128 547	97 490	240 359
	133 595	132 069	103 641	252 994
(C) Custos Totais				
Investimento Especifico				
AEE / CVEE ^(*)	0	0	0	0
GGs	6 134	3 020	5 491	10 539
TEE	128 358	129 950	98 364	239 452
	134 492	132 969	103 854	249 991
Investimento Total				
AEE / CVEE ^(*)	144	171	33	102
GGs	6 429	3 479	6 334	12 808
TEE	129 412	131 389	100 454	245 423
	135 985	135 038	106 820	258 333

(*) Actividade de aquisição de energia eléctrica (AEE) até ao final do 1º semestre de 2007. Actividade de compra e venda de energia eléctrica a partir do 2º semestre de 2007.

Nota: O imobilizado em curso no final de 2006, para a totalidade das actividades reguladas está igual ao do relatório de contas reguladas auditadas de 2006. As diferenças, actividade a actividade, são provenientes de uma diferente regra de repartição da área de gestão.

Fonte: REN

II. INFORMAÇÃO RECEBIDA DA EDP DISTRIBUIÇÃO

A EDP Distribuição enviou a informação necessária ao cálculo das tarifas 2008 e para a análise do seu desempenho para o período 2006-2008, da qual se destaca:

- Balanços de energia eléctrica.
- Balanços.
- Demonstrações de Resultados por actividade e nível de tensão.
- Número médio de Clientes.
- Número médio de Efectivos.
- Investimentos.

Quadro II – 1 - Balanços de energia eléctrica da EDP Distribuição entre 2006 e 2008

Unidade: GWh

Ref. ^a	Rubricas	2006	2007	2008
0	ENERGIA ENTRADA NA DISTRIBUIÇÃO			
1	MERCADO E REN MR+ML	39 847	39 183	38 713
2	MAT	1 434	1 535	1 600
3	AT	38 413	37 648	37 113
4	PRE's	8 652	11 066	13 165
5	MAT	304	415	430
6	AT	4 517	6 160	7 343
7	MT	3 831	4 490	5 390
8	BT		1	2
9	EDIA	135	115	200
10	TOTAL	48 634	50 364	52 078
11	ENERGIA SAÍDA DA DISTRIBUIÇÃO			
12	Para Empresas do Grupo EDP	89	90	90
13	MAT	18	18	18
14	AT	10	10	10
15	MT	32	32	32
16	BTE	12	12	12
17	BTN	17	18	18
18	Para Clientes Finais MR+ML	45 377	46 509	48 097
19	MAT	1 417	1 517	1 582
20	AT	5 449	5 762	5 898
21	MT (inclui outros Distribuidores)	14 390	14 532	15 154
22	BTE	3 490	3 512	3 640
23	BTN (sem iluminação pública)	19 231	19 698	20 254
24	Iluminação Pública	1 399	1 488	1 569
25	ENERGIA SAÍDA DA DISTRIBUIÇÃO MR+ML	45 465	46 599	48 187
26	PERDAS	3 169	3 765	3 891
27	Perdas (% energia entrada sem clientes MAT)	7,20	8,35	8,35

Fonte: EDP Distribuição

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Anexos II

Quadro II – 2 – Balanços da EDP Distribuição entre 2006 e 2008 – Activo

Activo	Distribuição de Energia Eléctrica															TOTAL			
	Distribuição de Energia Eléctrica			Comercialização de Redes			Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte			Prestação de serviços comerciais à EDPSU			Ajustamentos residuais de compra e venda de energia eléctrica			2006	2007	2008	
	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008				
IMOBILIZADO																			
Imobilizações Incorpóreas	2 956	2 956	2 956	142	142	142				98	98	98				3 196	3 196	3 196	
Amortização Acumulada do Imobilizado Incorpóreo	-1 895	-2 467	-2 817	-19	-19	-19				-10	-10	-10				-1 925	-2 496	-2 847	
Imobilizações Corpóreas	10 214 365	10 628 650	10 987 125	1 139 143	1 182 135	1 220 943				23 670	25 775	27 396				11 377 178	11 836 560	12 235 464	
Amortização Acumulada do Imobilizado Corpóreo	-6 189 187	-6 500 563	-6 812 239	-886 523	-936 972	-985 647				-14 417	-15 382	-16 356				-7 090 127	-7 452 916	-7 814 242	
Imobilizado em Curso	308 169	245 218	218 368	9 987	4 061	3 760				10 184	8 758	8 690				328 339	258 037	230 819	
Investimento Financeiro										100	10 100	10 100				100	10 100	10 100	
	4 334 408	4 373 794	4 393 392	262 729	249 347	239 179				19 625	29 338	29 918				4 616 761	4 652 480	4 662 490	
CIRCULANTE																			
Existências																			
Materiais Diversos	15 665	13 226	12 162	2 790	2 351	2 160										18 456	15 577	14 322	
	15 665	13 226	12 162	2 790	2 351	2 160										18 456	15 577	14 322	
Dividas de Terceiros Médio e Longo Prazos																			
Empresas do Grupo - empréstimos ^[1]																			
Dividas de Terceiros																			
Clientes C/ Corrente	21 142	17 478	17 517	173 212	180 715	214 583				174 864	158 623	154 577				369 218	356 815	386 677	
Provisões para Clientes	-5 935	-5 935	-5 935							-65 070	-65 070	-65 070				-71 005	-71 005	-71 005	
Empresas do Grupo - empréstimos ^[1]	76 231			90 408			5 689	3 525	571							172 328	3 525	571	
Estado e Outros Entes Públicos	11 868	7 035	7 208	1 504	892	913				118 139	70 029	71 753				131 512	77 955	79 875	
Outros Devedores	496 121	474 848	464 826	74 056	71 370	69 971	0			11 564	12 163	12 569		1 105	7 909	581 742	559 486	555 275	
Provisões para Outros Devedores	-8 350	-8 350	-8 350	-1 528	-1 528	-1 528										-9 878	-9 878	-9 878	
	591 078	485 076	475 266	337 651	251 447	283 939	5 689	3 525	571	239 498	175 745	173 830		1 105	7 909	1 173 916	916 898	941 515	
Títulos Negociáveis																			
Depósitos Bancários e Caixa	15 351	15 442	15 442	1 194	1 201	1 201				347	250	250				16 893	16 893	16 893	
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS																			
Acréscimos de Proveitos	94 585	52 042	-4 211	5 991	1 654	-149	-4 948	753	3 985	-16 495	-16 495	-16 495	40 717	16 367	16 367	119 850	54 321	-502	
Valor para ajustamento	91 018	48 381	-7 966	4 249	-134	-1 983	-4 948	753	3 985	-16 504	-16 504	-16 504	40 717	16 367	16 367	114 531	48 863	-6 102	
Outros Proveitos	3 568	3 660	3 755	1 743	1 788	1 835				9	9	9				5 319	5 458	5 599	
Custos Diferidos	125 576	141 165	154 293	19 648	21 627	23 301	-1 580	-1 580	-1 580	32 471	33 216	33 838	-27 173	-27 173	-27 173	148 941	167 255	182 679	
Grandes Reparações	156	160	164													156	160	164	
Impostos diferidos	117 774	132 513	145 000	19 585	21 562	23 234	-1 580	-1 580	-1 580	32 445	33 190	33 811	-27 173	-27 173	-27 173	141 050	158 512	173 292	
Outros Custos	7 646	8 491	9 129	63	65	67				26	26	27				7 735	8 583	9 222	
	220 162	193 206	150 082	25 639	23 281	23 152	-6 528	-827	2 405	15 975	16 721	17 344	13 544	-10 806	-10 806	268 792	221 576	182 177	
TOTAL DO ACTIVO	5 176 663	5 080 744	5 046 345	630 004	527 628	549 631	-839	2 699	2 976	275 445	222 054	221 341	13 544	-9 702	-2 897	6 094 818	5 823 424	5 817 396	

Nota:

[1] Empréstimos Grupo incluem Sistema Financeiro Holding + Empréstimos entre Actividades

Fonte: EDP Distribuição

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Anexos II

Quadro II – 3 - Balanços da EDP Distribuição entre 2006 e 2008 – Capital Próprio e 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			Prestação de serviços comerciais à EDPSU			Ajustamentos residuais de compra e venda de energia eléctrica			2006	2007	2008	
	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008				
CAPITAIS PRÓPRIOS																			
Capital + Reservas + Resultados Transitados	1 209 705	1 303 618	1 365 952	150 824	125 517	119 536	356	1 135	2 655	56 849	36 267	36 306	-11 066	-49 368	-75 051	1 406 667	1 417 169	1 449 398	
Resultado Líquido do Exercício	125 185	108 840	62 259	-24 464	-4 444	8 806	969	2 216	117	-3 320	962	-1 715	12 187	-25 683	-2 727	110 556	81 891	66 740	
Dividendos Antecipados	-24 693	-34 963	-45 199													-24 693	-34 963	-45 199	
Total do Capital Próprio	1 310 197	1 377 495	1 383 012	126 360	121 072	128 342	1 325	3 351	2 772	53 528	37 229	34 591	1 121	-75 051	-77 778	1 492 530	1 464 097	1 470 939	
PASSIVO																			
Provisão para riscos e encargos																			
Provisão para pensões e actos médicos	377 128	384 300	407 072	62 188	62 653	65 448				28 007	28 033	28 978				467 323	474 986	501 498	
Outras provisões	347 586	369 294	366 673	59 673	61 550	59 961				32 584	32 643	31 322				439 843	463 487	457 956	
	724 714	753 593	773 745	121 861	124 204	125 409				60 591	60 677	60 300				907 167	938 474	959 454	
Dividas a Terceiros - Médio e longo prazo																			
Divida a Instituições de Crédito																			
Empresas do Grupo - empréstimos [1]	411 557	411 557	411 557	64 434	64 434	64 434										475 990	475 990	475 990	
Outros Credores	617	762	762	35	43	43										651	804	804	
Imobilizado (DL 344-B/82)	2 235	1 218	794													2 235	1 218	794	
	414 408	413 536	413 113	64 468	64 476	64 476										478 876	478 012	477 589	
Dividas a Terceiros - Curto prazo																			
Fornecedores c/c	27 839	22 502	22 090	58 090	78 641	113 109				55 116	1 004	1 089				141 045	102 146	136 287	
Empresas do Grupo - empréstimos [1]	1 013 060	780 892	655 413	228 137	116 705	100 168				83 667	62 292	96 434	13 153	65 091	75 128	1 338 017	1 024 980	927 143	
Divida a Instituições de Crédito										27						27			
Estado e Outros Entes Público	26 347	40 466	57 712	2 517	3 760	6 197				1 385	33 415	1 074		3 284	2 298	30 250	80 925	67 281	
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	44 921	32 959	30 900	334	245	229				-29						45 225	33 203	31 130	
Outros Credores	36 001	42 986	53 431	698	70	72				6 258	7 790	7 992		2 856	2 930	42 957	53 702	64 425	
	1 148 168	919 805	819 547	289 777	199 421	219 775				146 424	104 500	106 588	13 153	71 231	80 356	1 597 522	1 294 956	1 226 266	
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS																			
Acréscimos de Custos	40 476	35 863	36 595	4 242	3 852	3 996				12 844	17 878	18 347	-1 128	173	580	56 434	57 765	59 517	
Remunerações a Liquidar	22 524	22 974	23 785	2 806	2 862	2 963				1 135	1 005	1 044				26 464	26 841	27 791	
Valor para ajustamento																			
Outros	17 952	12 888	12 810	1 436	990	1 033				11 709	16 873	17 303	-1 128	173	580	29 970	30 924	31 726	
Proveitos Diferidos	1 538 700	1 580 452	1 620 334	23 296	14 604	7 634	-2 164	-653	204	2 058	1 771	1 514	398	-6 055	-6 055	1 562 289	1 590 119	1 623 631	
Subsídios para Investimento	1 458 617	1 517 365	1 577 282	18 165	11 343	5 499										1 476 782	1 528 708	1 582 781	
Impostos Diferidos	80 083	63 087	43 053	5 131	3 260	2 135	-2 164	-653	204	2 058	1 771	1 514	398	-6 055	-6 055	85 507	61 411	40 850	
Outros																			
	1 579 176	1 616 315	1 656 929	27 538	18 455	11 630	-2 164	-653	204	14 902	19 649	19 861	-730	-5 882	-5 475	1 618 722	1 647 884	1 683 148	
Total do Passivo	3 866 466	3 703 249	3 663 333	503 645	406 556	421 289	-2 164	-653	204	221 917	184 825	186 750	12 423	65 349	74 881	4 602 287	4 359 326	4 346 457	
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	5 176 663	5 080 744	5 046 345	630 004	527 628	549 631	-839	2 699	2 976	275 445	222 054	221 341	13 544	-9 702	-2 897	6 094 818	5 823 424	5 817 396	

Notas:

[1] Empréstimos Grupo incluem Sistema financeiro Holding + Empréstimos entre Actividades

Fonte: EDP Distribuição

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Anexos II

Quadro II – 4 - Demonstrações de resultados EDP Distribuição entre 2006 e 2008

Rubricas	OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO															TOTAL		
	Distribuição de Energia Eléctrica			Comercialização de Redes			Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte			Prestação de serviços comerciais à EDP			Ajustamentos residuais de compra e venda de energia eléctrica					
	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	1 280 388	1 312 535	1 265 872	169 664	177 500	192 320	632 144	830 822	1 227 895	30 852	30 419	31 326	10 883	-24 350		2 123 931	2 326 926	2 717 412
Vendas																		
De energia eléctrica	995 364	1 116 466	1 094 969	138 804	151 830	166 221	596 215	825 120	1 224 663							1 730 383	2 093 417	2 485 853
Materiais diversos	2 697	2 788	2 818	485	501	507										3 183	3 289	3 325
Ajustamento tarifário	42 840	-42 637	-56 347	-364	-4 383	-1 849	2 514	5 702	3 232	-907			10 883	-24 350		54 965	-65 668	-54 965
Défice tarifário																		
Transf. Entre Actividades								33 416										33 416
Prestações de serviços	3 836	4 213	4 570							31 642	29 681	30 564				35 478	33 894	35 133
Variação da produção																		
Trabalhos para a própria empresa	145 532	140 760	132 749	21 911	21 382	20 206				117						167 560	162 142	152 955
Proveitos suplementares	6 029	5 824	5 724	4	4	4					2	2				6 033	5 830	5 730
Subsídios à exploração																		
Compensação de Amortizações de Imobiliz. Subsidiados	74 622	75 179	71 132	7 799	6 821	5 844										82 421	82 000	76 976
Outros proveitos e ganhos operacionais	7 398	9 943	10 257	1 026	1 344	1 387							736	760		8 423	12 022	12 405
Reversões de Amortizações e Ajustamentos	2 070															2 070		
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	1 167 653	1 170 132	1 177 928	195 126	181 965	180 029	629 991	828 192	1 227 895	35 766	32 508	33 540				2 028 537	2 212 797	2 619 391
Custo das mercadorias vendidas e consumidas	81 820	75 509	69 689	14 618	13 877	12 617	629 991	828 192	1 206 571	182	189	198				726 612	917 768	1 289 075
Aquisições à RNT							629 991	828 192	1 206 571							629 991	828 192	1 206 571
Aquisições à RNT-Défice Tarif BT Reg Autónomas																		
Aquisições à RNT-Défice Tarif BT																		
Aquisições no âmbito da parcela livre																		
Aquisições em mercados organizados (excepto OMIP)																		
Aquisições aos PRE																		
Aquisições OMIP																		
Materiais diversos	81 820	75 509	69 689	14 618	13 877	12 617				182	189	198				96 621	89 576	82 504
Transf. Entre Actividades									21 324									21 324
Fornecimentos e serviços externos	138 554	150 748	152 425	64 021	58 184	59 172				9 889	9 901	10 749				212 465	218 833	222 345
Custos com o pessoal	275 844	284 335	295 741	44 775	46 032	47 878				17 802	17 757	18 090				338 420	348 124	361 709
Amortizações	298 986	311 947	312 027	51 439	50 448	48 675				1 549	965	974				351 973	363 360	361 676
Provisões, Amortizações e Ajustamentos Dividas Clientes	139 345	72 355	67 524	15 956	9 380	8 815				6 339	3 585	3 351				161 641	85 320	79 689
Impostos	1 544			42												1 589		
Outros custos e perdas operacionais	231 558	275 238	280 522	4 275	4 043	2 871				5	111	179				235 838	279 392	283 572
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	112 734	142 404	87 944	-25 462	-4 465	12 291	2 153	2 630		-4 914	-2 090	-2 214	10 883	-24 350		95 394	114 129	98 021
Proveitos e ganhos financeiros (D)	516	470	1 041	6	6	12		119	148							522	844	1 275
Custos e perdas financeiras (E)	63 755	45 752	50 803	5 831	6 014	7 694							1 333	2 727		69 586	53 179	63 876
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-63 239	-45 283	-49 761	-5 825	-6 008	-7 682		119	148		169	-2 579		-1 333	-2 727	-69 064	-52 336	-62 601
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	49 495	97 121	38 182	-31 287	-10 473	4 609	2 153	2 749	148	-4 914	-1 921	-4 793	10 883	-25 683	-2 727	26 330	61 793	35 419
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	76 802	44 493	47 795	9 685	7 038	7 610				3 772	3 499	3 728				90 259	55 031	59 133
Custos e perdas extraordinários (I)	22 412	6 628	7 193	3 112	1 010	1 075				2 179	617	649				27 703	8 255	8 918
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	54 390	37 865	40 602	6 572	6 028	6 534				1 594	2 883	3 079				62 556	46 776	50 215
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	103 885	134 986	78 785	-24 715	-4 444	11 143	2 153	2 749	148	-3 320	962	-1 715	10 883	-25 683	-2 727	88 886	108 569	85 634
IRC (L)	-21 300	26 146	16 526	-251		2 337	1 184	532	31				-1 304			-21 670	26 678	18 894
RESULTADOS LIQUIDOS (M) = (K) - (L)	125 185	108 840	62 259	-24 464	-4 444	8 806	969	2 216	117	-3 320	962	-1 715	12 187	-25 683	-2 727	110 556	81 891	66 740

Fonte: EDP Distribuição

Quadro II – 5 - Nº médio de clientes da EDP Distribuição entre 2006 e 2008

Rubricas	2006	2007	2008
Clientes MR	5 927 918	5 927 267	5 873 233
MAT	18	20	22
AT	170	190	204
MT	18 278	19 821	20 336
BTE	23 577	25 773	28 709
BTN (sem IP)	5 839 575	5 833 803	5 774 888
IP	46 301	47 661	49 075
Clientes ML	19 713	102 085	238 535
MAT	3	2	1
AT	8	2	1
MT	3 618	2 488	2 420
BTE	7 004	5 750	3 776
BTN	9 081	93 843	232 338

Fonte: EDP Distribuição

Quadro II – 6 - Nº médio de efectivos da EDP Distribuição entre 2006 e 2008

Rubricas	2006				2007				2008			
	DEE	CR	C*	Total	DEE	CR	C*	Total	DEE	CR	C*	Total
Departamentos específicos	3 643	454	184	4 280	3 534	440	178	4 153	3 439	428	173	4 040
Departamentos comuns	152	19	8	179	147	18	7	173	143	18	7	169
Total	3 795	473	191	4 459	3 682	459	185	4 326	3 582	446	180	4 209

* Actividade de Prestação de serviços comerciais à EDPSU

Fonte: EDP Distribuição

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Anexos II

Quadro II – 7 - Plano de investimentos a custos técnicos da EDP Distribuição em 2007

Unidade: 10³ EUROS

Rubricas	2007												Total das actividades
	Actividade de distribuição				Actividade de comercialização de redes				Actividade de Prestação de serviços comerciais à EDPSU				
	AT	MT	BT	TOTAL	MAT/AT/MT	BTE	BT	TOTAL	MAT/AT/MT	BTE	BT	TOTAL	
Imobilizado (DL 344-B/82)													
Terrenos e Recursos Naturais													
Edifícios e Outras Construções	62	174	280	516	20	14	71	106	8	5	62	75	696
Equipamento Básico	40 192	126 275	100 408	266 875	4 465	653	28 608	33 726	5	3	36	43	300 644
Linhas/Redes Aéreas	29 030	43 136	31 826	103 992									
Cabos/Redes Subterrâneas	5 711	24 380	15 352	45 443									
Chegadas Aéreas			3 973	3 973									
Chegadas Subterrâneas			8 731	8 731									
Subestações		46 817		46 817									
Postos de Transformação			20 367	20 367									
Postos de Corte e Seccionamento	2 054			2 054									
Equipas de Contagem e Medida/Contadores e Acesso					4 453	645	28 567	33 665					
Iluminação Pública			19 933	19 933									
Outros Equipamentos Básicos	3 397	11 942	226	15 565	12	8	41	61	5	3	36	43	15 669
Equipamento de Transporte	384	1 085	1 702	3 170	123	88	184	395	29	14	117	160	3 725
Ferramentas e Utensílios	48	136	218	401	16	11	55	82	7	4	48	58	542
Equipamento Administrativo	1 788	2 562	3 048	7 398	2 235	103	311	2 649	74	25	294	393	10 440
Diferenças Câmbio													
Outro Imobilizado Corpóreo	3	18	26	47					5	1	11	18	65
TOTAL	42 477	130 250	105 681	278 407	6 859	870	29 229	36 958	128	51	568	747	316 112

Fonte: EDP Distribuição

Quadro II – 8 - Plano de investimentos a custos técnicos da EDP Distribuição em 2008

Unidade: 10³ EUROS

Rubricas	2008												Total das actividades
	Actividade de distribuição				Actividade de comercialização de redes				Actividade de Prestação de serviços comerciais à EDPSU				
	AT	MT	BT	TOTAL	MAT/AT/MT	BTE	BT	TOTAL	MAT/AT/MT	BTE	BT	TOTAL	
Imobilizado (DL 344-B/82)													
Terrenos e Recursos Naturais	25	71	114	210	8	6	29	43	3	2	25	31	284
Edifícios e Outras Construções	729	2 063	3 310	6 103	241	171	838	1 250	100	54	735	889	8 241
Equipamento Básico	27 585	121 828	94 985	244 398	2 518	707	31 001	34 226	5	2	34	41	278 665
Linhas/Redes Aéreas	15 468	46 009	24 636	86 114									86 114
Cabos/Redes Subterrâneas	7 925	19 702	13 408	41 035									41 035
Chegadas Aéreas			4 877	4 877									4 877
Chegadas Subterrâneas			8 889	8 889									8 889
Subestações		46 101		46 101									46 101
Postos de Transformação			22 254	22 254									22 254
Postos de Corte e Seccionamento	1 346	15		1 361									1 361
Equipas de Contagem e Medida/Contadores e Acesso					2 507	699	30 963	34 168					34 168
Iluminação Pública			20 712	20 712									20 712
Outros Equipamentos Básicos	2 846	10 000	208	13 054	11	8	39	58	5	2	34	41	13 153
Equipamento de Transporte	394	1 114	1 748	3 256	127	90	189	406	30	14	120	164	3 825
Ferramentas e Utensílios	46	130	209	386	15	11	53	79	6	3	46	56	521
Equipamento Administrativo	1 252	1 682	1 813	4 747	2 138	67	225	2 431	107	23	196	326	7 504
Diferenças Câmbio													
Outro Imobilizado Corpóreo	20	116	165	301					33	9	73	115	416
TOTAL	30 051	127 004	102 345	259 401	5 047	1 052	32 335	38 434	284	108	1 229	1 622	299 456

Fonte: EDP Distribuição

III. INFORMAÇÃO RECEBIDA DA EDP SERVIÇO UNIVERSAL

A EDP Serviço Universal enviou a informação necessária ao cálculo das tarifas 2008 e para a análise do seu desempenho para o período 2006-2008, da qual se destaca:

- Balanços de energia eléctrica.
- Balanços.
- Demonstrações de Resultados por actividade e nível de tensão.
- Número médio de Clientes.
- Número médio de Efectivos.

Quadro III – 1 - Balanços de energia eléctrica da EDP Serviço Universal entre 2006 e 2008

Unidade: GWh

Ref. ^a	Rubricas	2006	2007	2008
0	ENERGIA COMPRADA			
1	Mercado ⁽¹⁾ e REN MR	32 441	33 667	32 591
2	PRE's	8 652	11 066	13 165
3	Biogás	24	30	40
4	Biomassa	71	72	95
5	Cogeração	4 051	4 803	5 420
6	Eólica	2 742	4 420	5 773
7	Fotovoltaica		20	60
8	Hídrica (não inclui EDIA)	990	1 197	1 226
9	Outros	312	64	76
10	Resíduos Sólidos Urbanos	462	460	475
11	EDIA	135	115	200
12	TOTAL	41 228	44 848	45 956
13	PERDAS MR	2 924	3 416	3 503
14	ENERGIA VENDIDA			
15	Vendas a Centrais do Grupo EDP	25	25	25
16	MAT	18	18	18
17	AT	3	3	3
18	MT	4	4	4
19	BTE			
20	BTN			
21	Vendas ao Grupo EDP para consumo final	64	65	65
22	MAT			
23	AT	7	7	7
24	MT	28	28	28
25	BTE	12	12	12
26	BTN	17	18	18
27	Vendas a Clientes do MR	38 216	41 342	42 363
28	MAT	1 377	1 514	1 582
29	AT	5 351	5 752	5 898
30	MT (inclui outros Distribuidores)	8 571	10 628	10 822
31	BTE	2 300	2 563	2 875
32	BTN (sem iluminação pública)	19 218	19 397	19 617
33	Iluminação Pública	1 399	1 488	1 569
34	TOTAL	38 304	41 432	42 453

⁽¹⁾ Inclui Parcela Livre em 2006.

Fonte: EDP Serviço Universal

Quadro III – 2 - Balanços da EDP Serviço Universal entre 2006 e 2008 – 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.					
	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008
IMOBILIZADO												
Imobilizações Incorpóreas												
Amortização Acumulada do Imobilizado Incorpóreo												
Imobilizações Corpóreas												
Amortização Acumulada do Imobilizado Corpóreo												
Imobilizado em Curso												
Investimento Financeiro												
CIRCULANTE												
Existências												
Materiais Diversos												
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazos												
Empréstimos Grupo [1]												
Dívidas de Terceiros												
Clientes C/ Corrente	501 856	586 411	624 991							501 856	586 411	624 991
Provisões para Clientes	-122 151	-118 851	-115 251							-122 151	-118 851	-115 251
Empréstimos Grupo [1]	40 641	36 791	24 229							40 641	36 791	24 229
Estado e Outros Entes Públicos		2 053	1 218								2 053	1 218
Outros Devedores	181 733	42 827	41 982	137 072	182 056	160 732				318 805	224 883	202 713
Provisões para Outros Devedores												
	602 078	549 231	577 168	137 072	182 056	160 732				739 150	731 287	737 900
Títulos Negociáveis												
Depósitos Bancários e Caixa	100	100	100							100	100	100
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS												
Acréscimos de Proveitos	415 800	442 520	471 902	-31 509	3 234	-65 304				384 291	445 754	406 598
Valor para ajustamento	4 380	1 279	1 303	-31 509	3 234	-65 304				-27 129	4 513	-64 001
Outros Proveitos	411 420	441 241	470 599							411 420	441 241	470 599
Custos Diferidos	2 723	2 770	2 818	41 271	24 962	24 962				43 994	27 732	27 781
Grandes Reparações												
Impostos diferidos	2 723	2 770	2 818	24 962	24 962	24 962				27 686	27 732	27 781
Outros Custos				16 308						16 308		
	418 523	445 290	474 720	9 762	28 196	-40 342				428 285	473 486	434 378
TOTAL DO ACTIVO	1 020 701	994 621	1 051 988	146 834	210 252	120 390				1 167 535	1 204 873	1 172 378

Nota:

[1] Empréstimos Grupo incluem Sistema Financeiro Holding + Empréstimos entre Actividades

Fonte: EDP Serviço Universal

Quadro III – 3 - Balanços da EDP Serviço Universal entre 2006 e 2008 – Capital Próprio e Passivo

Passivo e Capitais Próprios	Comercializador de Último Recurso									TOTAL		
	Comercialização			Compra e Venda de Energia Eléctrica			C. e V. do Acesso à Rede de Transp. e Dist.			2006	2007	2008
	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008			
CAPITAIS PRÓPRIOS												
Capital + Reservas + Resultados Transitados	10 100	10 100	-16 033			-3 961				10 100	10 100	-19 994
Resultado Líquido do Exercício		-26 133	-626		-3 961	-4 380					-30 094	-5 005
Dividendos Antecipados												
Total do Capital Próprio	10 100	-16 033	-16 659		-3 961	-8 340				10 100	-19 994	-24 999
PASSIVO												
Provisão para riscos e encargos												
Provisão para pensões e actos médicos	1 519	1 695	1 877							1 519	1 695	1 877
Outras provisões	238	475	713							238	475	713
	1 757	2 170	2 590							1 757	2 170	2 590
Dividas a Terceiros - Médio e longo prazo												
Divida a Instituições de Crédito												
Empresas do Grupo - empréstimos [1]	295 722	295 722	295 722							295 722	295 722	295 722
Outros Credores	39 224	38 653	37 931							39 224	38 653	37 931
Imobilizado (DL 344-B/82)												
	334 946	334 375	333 654							334 946	334 375	333 654
Dividas a Terceiros - Curto prazo												
Fornecedores c/c	386 011	326 168	341 914							386 011	326 168	341 914
Empresas do Grupo - empréstimos [1]				40 641	142 210	59 442				40 641	142 210	59 442
Divida a Instituições de Crédito												
Estado e Outros Entes Público		-31 646	1 009			21 083					-31 646	22 092
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente												
Outros Credores		1 607	1 649	2 140	589	604				2 140	2 196	2 253
	386 011	296 130	344 572	42 781	142 799	81 129				428 792	438 928	425 701
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS												
Acréscimos de Custos	149	40 705	41 761	39 525						39 674	40 705	41 761
Remunerações a Liquidar		153	154								153	154
Valor para ajustamento												
Outros	149	40 552	41 607	39 525						39 674	40 552	41 607
Proveitos Diferidos	287 738	337 274	346 071	64 528	71 414	47 601				352 266	408 689	393 672
Subsídios para Investimento												
Impostos Diferidos	-6	-828	-822	49 720	71 414	47 601				49 713	70 586	46 779
Outros	287 744	338 102	346 893	14 809						302 553	338 102	346 893
	287 887	377 979	387 832	104 053	71 414	47 601				391 940	449 393	435 433
Total do Passivo	1 010 601	1 010 654	1 068 647	146 834	214 213	128 730				1 157 435	1 224 867	1 197 377
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	1 020 701	994 621	1 051 988	146 834	210 252	120 390				1 167 535	1 204 873	1 172 378

Nota:

[1] Empréstimos Grupo incluem Sistema Financeiro Holding + Empréstimos entre Actividades

Fonte: EDP Serviço Universal

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Anexos III

Quadro III – 4 - Demonstrações de resultados EDP Serviço Universal entre 2006 e 2008

Rubricas	Comercializador de Último Recurso									TOTAL		
	Comercialização			Compra e Venda de Energia Eléctrica			Compra e Venda do Acesso às Redes de Transp. e Dist.					
	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008	2006	2007	2008
Vendas	90 572	98 657	140 326	2 385 684	2 555 452	2 312 180	1 548 727	1 934 476	2 279 821	4 024 983	4 588 585	4 732 327
De energia eléctrica	75 202	94 091	126 985	2 332 572	2 473 585	2 380 718	1 548 727	1 934 476	2 279 821	3 956 501	4 502 152	4 787 524
Materiais diversos												
Ajustamento tarifário	-24	-3 101	24	-38 404	34 743	-89 862				-38 428	31 642	-89 838
Défice tarifário				124 932	47 124					124 932	47 124	
Transf. Entre Actividades				-33 416		21 324				-33 416		21 324
Prestações de serviços	6 978	7 665	8 314							6 978	7 665	8 314
Variação da produção												
Trabalhos para a própria empresa												
Proveitos suplementares	2	3	3							2	3	3
Subsídios à exploração												
Compensação de Amortizações de Imobiliz. Subsidiados												
Outros proveitos e ganhos operacionais	605									605		
Reversões de Amortizações e Ajustamentos	7 809		5 000							7 809		5 000
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	128 949	132 508	140 384	2 396 858	2 559 989	2 312 180	1 548 727	1 934 476	2 279 821	4 074 535	4 626 972	4 732 386
Custo das mercadorias vendidas e consumidas				2 396 858	2 559 989	2 312 180	1 548 727	1 934 476	2 279 821	3 945 585	4 494 465	4 592 001
Aquisições à RNT				2 501 145	1 786 154		1 548 727	1 934 476	2 279 821	4 049 873	3 720 630	2 279 821
Aquisições à RNT-Défice Tarif BT Reg Autónomas				4 870						4 870		
Aquisições à RNT-Défice Tarif BT				-263 566						-263 566		
Aquisições no âmbito da parcela livre				126 795						126 795		
Aquisições em mercados organizados (excepto OMIP)						1 442 506						1 442 506
Aquisições aos PRE					642 935	681 535					642 935	681 535
Aquisições OMIP				27 613	130 900	188 139				27 613	130 900	188 139
Materiais diversos												
Fornecimentos e serviços externos	110 213	119 992	122 000							110 213	119 992	122 000
Custos com o pessoal	760	1 323	1 755							760	1 323	1 755
Amortizações												
Provisões	15 431	10 214	15 419							15 431	10 214	15 419
Impostos	24									24		
Outros custos e perdas operacionais	2 521	979	1 210							2 521	979	1 210
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	-38 377	-33 850	-58	-11 174	-4 537					-49 551	-38 388	-58
Proveitos e ganhos financeiros (D)	9 367	10 685	11 598							9 367	10 685	11 598
Custos e perdas financeiras (E)	338	12 391	12 391		851	5 959				338	13 242	18 349
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	9 029	-1 705	-793		-851	-5 959				9 029	-2 557	-6 751
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	-29 349	-35 556	-851	-11 174	-5 389	-5 959				-40 523	-40 944	-6 810
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	1 168									1 168		
Custos e perdas extraordinários (I)	813									813		
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	355									355		
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	-28 994	-35 556	-851	-11 174	-5 389	-5 959				-40 168	-40 944	-6 810
IRC (L)	-2 068	-9 422	-226	38 010	-1 428	-1 579				35 942	-10 850	-1 805
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	-26 926	-26 133	-626	-49 184	-3 961	-4 380				-76 110	-30 094	-5 005

Fonte: EDP Serviço Universal

Quadro III – 5 - Nº médio de clientes da EDP Serviço Universal entre 2006 e 2008

Rubricas	2006	2007	2008
Clientes MR	5 927 918	5 927 267	5 873 233
MAT	18	20	22
AT	170	190	204
MT	18 278	19 821	20 336
BTE	23 577	25 773	28 709
BTN (sem IP)	5 839 575	5 833 803	5 774 888
IP	46 301	47 661	49 075

Fonte: EDP Serviço Universal

Quadro III – 6 - Nº médio de efectivos da EDP Serviço Universal entre 2006 e 2008

Rubricas	2006		2007		2008	
	C	Total	C	Total	C	Total
Nº Efectivos	16	16	18	18	20	20
Total	16	16	18	18	20	20

Fonte: EDP Serviço Universal

IV. INFORMAÇÃO RECEBIDA DA EDA

A EDA enviou a informação necessária ao cálculo das tarifas 2008 e para a análise do seu desempenho para o período 2006-2008, da qual se destaca:

- Balanços de energia eléctrica.
- Balanço.
- Resultados operacionais, por actividade e nível de tensão.
- Número de clientes.
- Número de efectivos.
- Investimentos.

Quadro IV – 1 - Balanços de energia eléctrica da EDA entre 2006 e 2008

Unidade: MWh

Rubrica	2006	2007	2008
1 Produção das centrais (3 + ... + 8)	650 154	621 957	662 462
2 Térmica	650 154	621 957	662 462
3 Fuel	589 902	556 178	595 554
4 Gasóleo	60 252	65 779	66 908
5 Hídrica			
6 Éolica			
7 Geotérmica			
8 Outros			
9 Consumo e perdas das centrais	18 330	18 620	19 545
10 Emissão própria (1) - (9)	631 824	603 337	642 917
11 Aquisições a outros produtores do SPA (13 + ... + 18)	0	0	0
12 Térmica	0	0	0
13 Fuel			
14 Gasóleo			
15 Hídrica			
16 Éolica			
17 Geotérmica			
18 Outros			
19 Aquisições ao SIA (21 + ... + 26)	130 545	197 696	201 696
20 Térmica	199	0	0
21 Fuel	199	0	0
22 Gasóleo	0	0	0
23 Hídrica	29 723	23 750	23 750
24 Éolica	16 397	13 200	17 200
25 Geotérmica	83 842	160 746	160 746
26 Outros	384	0	0
27 Total da energia entrada na rede (10 + 11 + 19)	762 369	801 033	844 613
28 Bombagem	0	0	0
29 Emissão para a rede do SPA (27) - (28)	762 369	801 033	844 613
30 Consumos próprios	1 861	1 889	1 917
31 Compensação síncrona	0	0	0
32 Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0	0
33 AT	0	0	0
34 MT	0	0	0
35			
36 Fornecimentos no Mercado Regulado	701 308	736 754	776 931
37 AT	0	0	0
38 MT	264 562	278 821	294 256
39 Indústria	100 112	105 603	111 517
40 Outros	164 450	173 218	182 739
41 BT	436 746	457 933	482 675
42 Domésticos	240 878	252 573	266 233
43 Indústria	18 653	19 744	20 760
44 Iluminação Pública	30 528	32 119	33 833
45 Outros	146 687	153 497	161 849
46 Energia Saída da Rede (30) + (31) + (32) + (36)	703 169	738 643	778 848
47 Perdas (29) - (46)	59 200	62 390	65 765

Fonte: EDA

Quadro IV – 2 - Balanço da EDA em 2006 – 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	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Despesas de investigação e de desenvolvimento	11	0	11	0	0	0	0	0	0	11		11
	11	0	11	0	0	0	0	0	0	11		11
Imobilizações corpóreas												
Terrenos e recursos naturais	1 605	0	1 605	475	0	475	296	0	296	2 376		2 376
Edifícios e outras construções	39 484	9 954	29 529	11 480	2 759	8 721	1 989	453	1 536	53 603	13 315	40 288
Equipamento básico	191 363	61 348	130 015	214 204	63 742	150 462	5 585	2 910	2 675	411 153	128 000	283 153
Equipamento de transporte	626	551	75	3 322	2 742	580	595	569	26	4 579	3 896	683
Ferramentas e utensílios	1 984	1 280	704	1 935	1 182	753	917	398	519	4 852	2 868	1 984
Equipamento administrativo	4 817	4 279	538	7 954	7 228	727	2 731	2 473	259	15 585	14 054	1 531
Outras imobilizações corpóreas	23 443	10 338	13 105	26 760	11 914	14 846	734	329	405	50 949	22 586	28 362
Imobilizações em curso	10 088		10 088	15 337		15 337	164		164	25 588		25 588
	273 409	87 749	185 660	281 467	89 567	191 901	13 012	7 133	5 879	568 685	184 719	383 966
Investimentos financeiros												
Partes de capital em empresas do grupo	30 181		30 181	0		0	0		0	32 452		32 452
Empréstimos a empresas do grupo			0			0			0			0
Partes de capital em empresas associadas			0			0			0	1 268		1 268
Títulos e outras aplicações financeiras	500		500	0		0	0		0	834	40	794
	30 681	0	30 681	0	0	0	0	0	0	34 555	40	34 515
Circulante												
Existências												
Matérias-primas, subsidiárias e de consumo	2 836	13	2 823	1 954	7	1 947	80	0	80	4 884	20	4 864
	2 836	13	2 823	1 954	7	1 947	80	0	80	4 884	20	4 864
Dividas de terceiros - Médio e longo prazo												
Clientes, c/c			0			0			0			0
Empresas do grupo			0			0			0	1 628		1 628
	0		0			0			0	1 628		1 628
Dividas de terceiros - Curto prazo												
Clientes, c/c	5 186		5 186	1 912		1 912	518	56	462	8 344	56	8 289
Clientes de cobrança duvidosa	0		0	0		0	0		0			0
Adiantamento a fornecedores			0			0			0			0
Adiantamento a fornecedores de imobilizado			0			0			0			0
Estado e outros entes públicos	2 753		2 753	4 269		4 269	462		462	7 715		7 715
Outros devedores	2 169		2 169	656		656	66		66	1 300		1 300
Subscritores de Capital			0			0			0			0
	10 108	0	10 108	6 837	0	6 837	1 046	56	991	17 359	56	17 304
Depósitos bancários e caixa												
Depósitos bancários						0			0			0
Caixa	815		815	432		432	128		128	1 377		1 377
	815		815	432		432	128		128	1 377		1 377
Acréscimos e diferimentos												
Acréscimos de proventos	55 419		55 419	23 664		23 664	4 036		4 036	83 127		83 127
Compensação Tarifária (1998-2003)	49 477		49 477	21 533		21 533	3 617		3 617	74 627		74 627
Valor para ajustamento	0		0	0		0	0		0			0
Outros proventos	5 942		5 942	2 131		2 131	420		420	8 500		8 500
Custos diferidos	5 951		5 951	4 155		4 155	794		794	10 930		10 930
Grandes Reparaciones	0		0	0		0	0		0			0
Impostos Diferidos	2 333		2 333	2 301		2 301	531		531	5 184		5 184
Outros Custos	3 618		3 618	1 854		1 854	263		263	5 746		5 746
	61 370		61 370	27 819		27 819	4 830		4 830	94 058		94 058
Total de amortizações		87 749			89 567			7 133			184 719	
Total de provisões		13			7			56			115	
Total do activo	379 230	87 762	291 468	318 510	89 574	228 936	19 097	7 188	11 908	722 556	184 834	537 722

Fonte: EDABalanço da EDA em 2006 – Activo

Quadro IV – 3 - Balanço da EDA em 2005 - Passivo e Capitais Próprios

Unidade: 10³ EUR

	PRODUÇÃO	DISTRIBUIÇÃO	COMERCIAL	EDA - TOTAL
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO				
Capital próprio				
Capital	68 333	14 328	-8 354	75 499
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	68 333	14 328	-8 354	75 499
Resultado líquido do exercício	-994	7 829	1 093	8 772
Total do capital próprio	67 340	22 157	-7 261	84 271
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	25 511	22 479	1 549	50 000
Dívidas a instituições de crédito	90 492	79 738	5 493	177 361
Outros credores	0	0	0	55
	116 002	102 218	7 042	227 416
Dívidas a terceiros - Curto prazo				
Empréstimos por obrigações				
Não convertíveis	0	0	0	0
Dívidas a instituições de crédito	43 855	38 633	2 662	85 944
Fornecedores, c/c	9 422	4 954	1 417	15 810
Fornecedores - Facturas em recepção e conferência				0
Fornecedores de imobilizado, c/c	3 784	5 374	412	9 569
Estado e outros entes públicos	250	258	90	637
Outros credores	5 008	1 837	1 829	8 816
	62 319	51 055	6 411	120 776
Acréscimos e diferimentos				
Acréscimos de custos	12 917	14 014	5 118	32 259
Remunerações a liquidar	1 212	1 250	338	2 988
Valor para ajustamento	0	0	0	
Outros	11 704	12 764	4 780	29 271
Proveitos diferidos	32 891	39 493	599	73 000
Subsídios para Investimento	31 955	38 669	542	71 166
Impostos diferidos	936	825	57	1 834
Outros	0	0	0	0
	45 807	53 507	5 717	105 259
Total do passivo	224 128	206 779	19 169	453 451
Total do capital próprio e do passivo	291 468	228 936	11 908	537 722

Fonte: EDA

Quadro IV – 4 - Balanço da EDA em 2007 – 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	0		0			0			0			0
Despesas de investigação e de desenvolvimento	0		0	0		0			0			0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Imobilizações corpóreas												
Terrenos e recursos naturais	1 605		1 605	475		475	296		296	2 376		2 376
Edifícios e outras construções	42 881	11 338	31 543	12 109	3 078	9 031	2 496	577	1 919	57 486	14 994	42 493
Equipamento básico	205 795	69 511	136 285	243 610	71 148	172 462	6 625	3 223	3 402	456 030	143 881	312 149
Equipamento de transporte	539	501	38	3 528	3 274	255	508	500	9	4 576	4 274	302
Ferramentas e utensílios	1 990	1 415	574	1 917	1 282	636	928	456	472	4 835	3 153	1 682
Equipamento administrativo	6 670	4 885	1 785	9 983	7 351	2 633	3 396	2 543	853	20 049	14 778	5 271
Outras imobilizações corpóreas	23 439	11 086	12 353	26 767	12 788	13 978	731	352	379	50 937	24 227	26 710
Imobilizações em curso	10 193		10 193	9 546		9 546	407		407	20 145		20 145
	293 113	98 737	194 376	307 935	98 920	209 015	15 388	7 651	7 737	616 436	205 307	411 128
Investimentos financeiros												
Partes de capital em empresas do grupo			0			0			0			0
Empréstimos a empresas do grupo			0			0			0			0
Partes de capital em empresas associadas	33 965		33 965			0			0	33 965		33 965
Títulos e outras aplicações financeiras	500		500			0			0	500		500
	34 465	0	34 465	0	0	0	0	0	0	34 465	0	34 465
Circulante												
Existências												
Matérias-primas, subsidiárias e de consumo	2 643	13	2 630	472	7	465	1		1	3 116	20	3 096
	2 643	13	2 630	472	7	465	1	0	1	3 116	20	3 096
Dividas de terceiros - Médio e longo prazo												
Clientes, c/c			0			0			0			0
Empresas do grupo			0			0			0			0
	0		0			0			0			0
Dividas de terceiros - Curto prazo												
Clientes, c/c	5 556		5 556	1 887		1 887	505	39	466	7 948	39	7 909
Clientes de cobrança duvidosa			0			0			0			0
Adiantamento a fornecedores			0			0			0			0
Adiantamento a fornecedores de imobilizado			0			0			0			0
Estado e outros entes públicos	1 523		1 523	889		889	118		118	2 530		2 530
Outros devedores	2 186		2 186	615		615	53		53	2 854		2 854
Subscritores de Capital			0			0			0			0
	9 265	0	9 265	3 390	0	3 390	677	39	638	13 332	39	13 293
Depósitos bancários e caixa												
Depósitos bancários						0			0			
Caixa	404		404	215		215	64		64	683		683
	404		404	215		215	64		64	683		683
Acréscimos e diferimentos												
Acréscimos de proveitos	39 109		39 109	13 190		13 190	2 005		2 005	54 305		54 305
Compensação Tarifária (1998-2003)	33 434		33 434	11 347		11 347	1 594		1 594	46 375		46 375
Valor para ajustamento	0		0	0		0	0		0			0
Outros proveitos	5 675		5 675	1 843		1 843	412		412	7 930		7 930
Custos diferidos	5 591		5 591	3 447		3 447	605		605	9 642		9 642
Grandes Reparacões	0		0	0		0	0		0			0
Impostos Diferidos	2 153		2 153	1 993		1 993	446		446	4 591		4 591
Outros Custos	3 438		3 438	1 454		1 454	159		159	5 051		5 051
	44 700		44 700	16 637		16 637	2 610		2 610	63 947		63 947
Total de amortizações		98 737			98 920			7 651			205 307	
Total de provisões		13			7			39			59	
Total do activo	384 590	98 749	285 840	328 649	98 927	229 721	18 740	7 689	11 051	731 978	205 366	526 612

Fonte: EDA

Quadro IV – 5 - Balanço da EDA em 2007 - Passivo e Capitais Próprios

Unidade: 10³ EUR

	PRODUÇÃO	DISTRIBUIÇÃO	COMERCIAL	EDA - TOTAL
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO				
Capital próprio				
Capital	44 525	39 118	-4 464	79 178
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	44 525	39 118	-4 464	79 178
Resultado líquido do exercício	25 224	9 897	1 475	36 597
Total do capital próprio	69 749	49 014	-2 989	115 775
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	27 562	21 008	839	49 409
Dívidas a instituições de crédito	74 536	56 811	2 268	133 615
Outros credores	0	0	0	0
	102 098	77 819	3 107	183 024
Dívidas a terceiros - Curto prazo				
Empréstimos por obrigações				
Não convertíveis	0	0	0	
Dívidas a instituições de crédito	43 855	33 422	1 335	78 612
Fornecedores, c/c	9 458	5 036	1 470	15 964
Fornecedores - Facturas em recepção e conferência				0
Fornecedores de imobilizado, c/c	5 110	6 111	581	11 801
Estado e outros entes públicos	7 111	709	224	8 044
Outros credores	5 047	1 869	1 955	8 870
	70 580	47 146	5 565	123 291
Acréscimos e diferimentos				
Acréscimos de custos	12 580	13 461	4 857	30 897
Remunerações a liquidar	1 407	1 458	395	3 259
Valor para ajustamento	0	0	0	0
Outros	11 173	12 003	4 461	27 638
Proveitos diferidos	30 833	42 281	511	73 625
Subsídios para Investimento	29 923	41 587	483	71 993
Impostos diferidos	910	694	28	1 631
Outros	0	0	0	0
	43 413	55 742	5 368	104 522
Total do passivo	216 091	180 707	14 040	410 838
Total do capital próprio e do passivo	285 840	229 721	11 051	526 612

Fonte: EDA

Quadro IV – 6 - Balanço da EDA em 2008 – 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	63		63							63		63
	63		63							63		63
Imobilizações corpóreas												
Terrenos e recursos naturais	1 605		1 605	475		475	296		296	2 376		2 376
Edifícios e outras construções	49 855	12 902	36 753	12 669	3 441	9 229	3 032	728	2 304	65 357	17 071	48 285
Equipamento básico	222 450	78 282	144 168	263 764	79 181	184 584	7 772	3 572	4 200	493 987	161 035	332 952
Equipamento de transporte	574	560	14	3 507	3 465	42	493	493	0	4 575	4 519	56
Ferramentas e utensílios	2 022	1 554	468	1 809	1 307	502	1 003	544	459	4 834	3 405	1 429
Equipamento administrativo	9 047	5 596	3 451	13 469	8 141	5 328	3 617	2 255	1 362	26 133	15 993	10 141
Outras imobilizações corpóreas	23 403	11 816	11 587	26 825	13 682	13 142	709	365	344	50 937	25 863	25 073
Imobilizações em curso	13 398		13 398	7 934		7 934	0		0	21 332		21 332
	322 156	110 711	211 445	330 452	109 217	221 235	16 923	7 958	8 965	669 530	227 886	441 645
Investimentos financeiros												
Partes de capital em empresas do grupo												
Empréstimos a empresas do grupo												
Partes de capital em empresas associadas	37 958		37 958							37 958		37 958
Titulos e outras aplicações financeiras	500		500							500		500
	38 458		38 458							38 458		38 458
Circulante												
Existências												
Matérias-primas, subsidiárias e de consumo	2 930	13	2 918	453	7	446	3		3	3 386	20	3 366
	2 930	13	2 918	453	7	446	3		3	3 386	20	3 366
Dividas de terceiros - Médio e longo prazo												
Clientes, c/c												
Empresas do grupo												
Dividas de terceiros - Curto prazo												
Clientes, c/c	5 858		5 858	1 999		1 999	546	41	505	8 402	41	8 361
Clientes de cobrança duvidosa												
Adiantamento a fornecedores												
Adiantamento a fornecedores de imobilizado												
Estado e outros entes públicos	1 482		1 482	1 221		1 221	168		168	2 871		2 871
Outros devedores	2 170		2 170	594		594	53		53	2 816		2 816
Subscritores de Capital												
	9 509		9 509	3 813		3 813	767	41	726	14 089	41	14 049
Depósitos bancários e caixa												
Depósitos bancários												
Caixa	368		368	196		196	58		58	621		621
	368		368	196		196	58		58	621		621
Acréscimos e diferimentos												
Acréscimos de proventos	31 003		31 003	10 897		10 897	1 764		1 764	43 664		43 664
Compensação Tarifária (1998-2003)	25 680		25 680	9 189		9 189	1 396		1 396	36 265		36 265
Valor para ajustamento												
Outros proventos	5 322		5 322	1 708		1 708	368		368	7 399		7 399
Custos diferidos	4 810		4 810	3 083		3 083	560		560	8 453		8 453
Grandes Reparções												
Impostos Diferidos	1 903		1 903	1 771		1 771	410		410	4 084		4 084
Outros Custos	2 907		2 907	1 312		1 312	150		150	4 368		4 368
	35 813		35 813	13 979		13 979	2 324		2 324	52 116		52 116
Total de amortizações		110 711			109 217			7 958			227 886	
Total de provisões		13			7			41			61	
Total do activo	409 297	110 723	298 573	348 894	109 225	239 669	20 074	7 999	12 075	778 264	227 946	550 318

Fonte: EDA

Quadro IV – 7 - Balanço da EDA em 2008 - Passivo e Capitais Próprios

Unidade: 10³ EUR

	PRODUÇÃO	DISTRIBUIÇÃO	COMERCIAL	EDA - TOTAL
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO				
Capital próprio				
Capital	74 653	44 815	-3 063	116 405
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	74 653	44 815	-3 063	116 405
Resultado líquido do exercício	3 899	4 554	795	9 248
Total do capital próprio	78 553	49 369	-2 269	125 653
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	27 587	20 871	880	49 339
Dívidas a instituições de crédito	102 396	77 469	3 267	183 133
Outros credores	0	0	0	0
	129 984	98 340	4 148	232 472
Dívidas a terceiros - Curto prazo				
Empréstimos por obrigações				
Não convertíveis	0	0	0	
Dívidas a instituições de crédito	25 675	19 420	820	45 915
Fornecedores, c/c	10 600	5 638	1 634	17 873
Fornecedores - Facturas em recepção e conferência				0
Fornecedores de imobilizado, c/c	7 043	5 476	451	12 971
Estado e outros entes públicos	874	1 623	400	2 897
Outros credores	4 635	1 702	1 844	8 181
	48 828	33 860	5 149	87 837
Acréscimos e diferimentos				
Acréscimos de custos	12 429	13 104	4 592	30 126
Remunerações a liquidar	1 421	1 464	402	3 287
Valor para ajustamento	0	0	0	0
Outros	11 008	11 641	4 190	26 839
Proveitos diferidos	28 780	44 996	455	74 231
Subsídios para Investimento	27 960	44 376	429	72 765
Impostos diferidos	820	620	26	1 466
Outros	0	0	0	0
	41 209	58 100	5 047	104 356
Total do passivo	220 021	190 300	14 344	424 665
Total do capital próprio e do passivo	298 573	239 669	12 075	550 318

Fonte: EDA

Quadro IV – 8 - Demonstração de resultados da EDA, por actividade, em 2006

Unidade: 10³ 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)	90 151	39 427	8 066	137 645
Vendas				
De energia eléctrica	58 082	18 599	4 242	80 924
Compensação tarifária	31 515	13 716	2 304	47 534
Ajustamento	0	0	0	0
Materiais diversos	0	0	0	0
Prestações de serviços	0	372	376	748
Variação da produção	0	0	0	0
Trabalhos para a própria empresa (exclui enc. Financeiros)	449	6 183	1 074	7 705
Proveitos suplementares	34	311	8	352
Subsídios à exploração	0	0	0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais	72	247	63	382
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	93 028	30 380	7 159	130 567
Custo das mercadorias vendidas e consumidas				
Compras de Energia Eléctrica	10 246	0	0	10 246
Combustíveis	56 422	43	0	56 465
Materiais Diversos	1 774	4 875	643	7 292
Fornecimentos e serviços externos	3 041	4 911	2 760	10 713
Custos com o pessoal	10 784	11 122	3 008	24 914
Amortizações	10 348	8 896	657	19 901
Provisões	10	6	56	71
Impostos	223	269	29	520
Outros custos e perdas operacionais	179	259	7	445
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	-2 877	9 047	907	7 077
Proveitos e ganhos financeiros (D1)	4 479	790	559	5 829
Encargos financeiros imputados ao investimento (D2)	599	903	38	1 540
Custos e perdas financeiras (E)	4 957	4 362	300	9 619
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D1 + D2) - (E)	121	-2 669	297	-2 251
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	-2 756	6 378	1 205	4 827
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	2 318	2 010	66	4 394
Custos e perdas extraordinários (I)	37	11	3	50
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	2 281	1 999	63	4 344
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	-475	8 377	1 268	9 170
IRC (L)	519	548	175	1 242
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	-994	7 829	1 093	7 928

Fonte: EDA

Quadro IV – 9 - Resultados operacionais da EDA, por actividade, em 2007

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)	123 278	786	19 621	27 455	47 862	270	9 028	9 299	180 439
Vendas	63 789	473	8 871	11 140	20 485	1 435	3 378	4 813	89 086
De energia eléctrica	59 117	298	7 976	11 791	20 064	-1 460	4 278	2 818	81 999
Compensação tarifária	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ajustamento	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Materiais diversos	0	0	0	381	381	0	386	386	767
Prestações de serviços	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Variação da produção	254	5	2 492	3 963	6 360	293	916	1 209	7 833
Trabalhos para a própria empresa (exclui enc. Financeiros)	35	7	142	170	319	0	8	8	362
Proveitos suplementares	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subsídios à exploração	74	3	140	110	253	2	63	65	392
Outros proveitos e ganhos operacionais	96 320	421	13 588	20 766	34 774	454	7 878	8 333	139 427
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)									
Custo das mercadorias vendidas e consumidas	16 137	0	0	0	0	0	0	0	16 137
Compras de Energia Eléctrica	51 466	0	0	0	0	0	0	0	51 466
Combustíveis	1 751	5	2 254	3 411	5 670	187	493	680	8 101
Materiais Diversos	3 189	60	2 397	3 452	5 909	92	3 347	3 438	12 536
Fornecimentos e serviços externos	12 620	137	5 100	7 842	13 079	146	3 400	3 546	29 245
Custos com o pessoal	10 819	209	3 383	5 814	9 406	15	601	616	20 841
Amortizações	13	0	3	4	7	14	25	39	58
Provisões	309	6	303	136	446	0	12	13	767
Impostos	17	4	147	106	257	0	1	1	275
Outros custos e perdas operacionais	RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	26 958	366	6 033	6 689	-184	1 150	966	41 012
Amortizações imobilizado participado	2 032	34	593	1 370	1 996	0	59	59	4 087
Utilização de provisões	13	0	3	4	7	20	36	56	76

Fonte: EDA

Quadro IV – 10 - Resultados operacionais da EDA, por actividade, em 2008

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)	111 436	786	19 436	24 973	45 195	824	7 994	8 818	165 440
Vendas	67 401	502	9 331	11 401	21 234	1 440	3 330	4 771	93 406
De energia eléctrica	43 704	271	6 695	8 671	15 638	-936	3 311	2 375	61 717
Compensação tarifária	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ajustamento	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Materiais diversos	0	0	0	391	391	0	396	396	787
Prestações de serviços	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Variação da produção	218	3	3 114	4 229	7 346	317	884	1 202	8 766
Trabalhos para a própria empresa (exclui enc. Financeiros)	36	7	150	170	327	0	8	8	371
Proveitos suplementares	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Subsídios à exploração	77	3	145	110	259	2	64	66	402
Outros proveitos e ganhos operacionais	105 299	425	14 471	21 157	36 052	441	8 001	8 442	149 794
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)									
Custo das mercadorias vendidas e consumidas	16 887	0	0	0	0	0	0	0	16 887
Compras de Energia Eléctrica	58 266	0	0	0	0	0	0	0	58 266
Combustíveis	1 789	4	2 392	3 610	6 096	190	532	722	8 518
Materiais Diversos	3 454	47	2 514	3 490	6 052	74	3 264	3 338	12 844
Fornecimentos e serviços externos	12 805	139	5 298	7 751	13 187	146	3 477	3 623	29 615
Custos com o pessoal	11 824	225	3 724	6 067	10 016	15	672	687	22 527
Amortizações	13	0	3	4	7	14	26	41	61
Provisões	232	5	271	117	394	1	23	24	649
Impostos	31	5	268	118	390	0	6	7	427
Outros custos e perdas operacionais	RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	6 137	361	4 965	3 816	9 143	383	-7	376
Amortizações imobilizado participado	2 025	34	633	1 460	2 127	0	54	55	4 207
Utilização de provisões	13	0	3	4	7	14	25	39	59

Fonte: EDA

Quadro IV – 11 - Número de clientes da EDA por nível de tensão, 2005-2008

	2005	2006	2007	2008
MAT	0	0	0	0
AT	0	0	0	0
MT	617	614	624	641
BTE	0	0	0	0
BT	108 906	111 258	115 046	117 046
TOTAL	109 523	111 872	115 670	117 687

Fonte: EDA

Quadro IV – 12 - Número de efectivos da EDA, por actividade, 2005-2007

	2005	2006	2007	2008
Nº DE EFECTIVOS	689	683	660	650
AGS	306	288	278	275
DEE	296	309	299	293
CEE	87	86	83	82

Fonte: EDA

Quadro IV – 13 - Investimentos da EDA, 2005 a 2007

Unidade: 10³ EUR

Designação	2006	2007	2008
<u>CENTROS PRODUTORES</u>	9 121	16 721	24 374
APROVEITAMENTOS DE RECURSOS ENDÓGENOS			
CENTRAIS TERMOELÉCTRICAS	9 121	16 721	24 374
<u>DISTRIBUIÇÃO AT/MT</u>	8 995	12 300	10 579
CENTROS DE CONTROLO E TELEMEDIDA	251	587	937
SUBESTAÇÕES	2 241	4 902	2 528
POSTOS DE SECCIONAMENTO	266	540	220
LINHAS DE TRANSPORTE	1 806	1 392	318
LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO	4 431	4 880	6 577
<u>DISTRIBUIÇÃO BT</u>	9 870	6 661	6 531
POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO	2 018	2 214	2 181
REDES URBANAS	2 492	639	1 290
REDES RURAIS	3 154	3 273	2 460
ILUMINAÇÃO PÚBLICA	1 474	37	30
INSTALAÇÕES DE CHEGADAS	732	498	571
<u>COMERCIAL MT</u>	294	292	316
EQUIPAMENTOS DE CONTAGEM E DE MEDIDA	294	292	316
OUTROS EQUIPAMENTOS MT	0	0	0
<u>COMERCIAL BT</u>	625	725	802
CONTADORES E ACESSÓRIOS	625	725	802
OUTROS EQUIPAMENTOS BT	0	0	0
<u>OUTRAS IMOBILIZAÇÕES</u>	4 956	6 204	4 498
ESTUDOS, PROJECTOS E OUTROS	4 017	5 343	3 670
AQUISIÇÕES DIRECTAS	939	861	828
Total	33 861	42 902	47 101

Nota - Em 2006 estão incluídas participações em espécie no montante de 3 415 milhares de euros

Fonte: EDA

V. INFORMAÇÃO RECEBIDA DA EEM

A EEM procedeu ao envio da informação necessária ao cálculo das tarifas 2008.

Os mapas enviados pela empresa encontram-se esquematizados da seguinte forma:

- Balanços de energia eléctrica.
- Balanços por actividade.
- Demonstrações por actividade.
- Número de clientes.
- Número de efectivos por actividade.
- Investimentos.

Quadro V – 1 - Balanços de energia eléctrica da EEM entre 2006 e 2008

		Unidade: MWh		
	Rubrica	2006	2007	2008
1	Produção das centrais (3 + ... + 8)	680 131	715 027	758 521
2	Térmica	570 757	636 951	645 445
3	Fuel	566 905	633 451	641 945
4	Gasóleo	3 852	3 500	3 500
5	Hídrica	108 671	77 376	112 376
6	Éolica	703	700	700
7	Geotérmica			
8	Outros			
9	Consumo e perdas das centrais	15 876	17 902	18 376
10	Emissão própria (1) - (9)	664 254	697 125	740 146
11	Aquisições a outros produtores do SEPM (13 + ... + 18)	192 351	192 000	192 000
12	Térmica	192 351	192 000	192 000
13	Fuel	192 351	192 000	192 000
14	Gasóleo			
15	Hídrica			
16	Éolica			
17	Geotérmica			
18	Outros			
19	Aquisições a produtores em regime especial (21 + ... + 26)	60 003	57 000	57 000
20	Térmica			
21	Fuel			
22	Gasóleo			
23	Hídrica	4 185	4 100	4 100
24	Éolica	16 486	16 700	16 700
25	Geotérmica			
26	Outros	39 333	36 200	36 200
27	Aquisições ao SENVM (29 + ... + 34)	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)	916 609	946 125	989 146
36	Bombagem		3 300	3 300
37	Emissão para a rede do SEPM (35) - (36)	914 660	942 825	985 846
38	Consumos próprios	867	898	938
39	Compensação síncrona	0	0	0
40	Fornecimentos SENVM	0	0	0
41	AT			
42	MT			
43	Energia a facturar em 2006 em MT - Industria	590		
44	Fornecimentos SEPM	833 992	862 571	901 930
45	AT			
46	MT	169 171	174 480	182 442
47	Indústria	49 246	50 359	52 657
48	Outros	119 924	124 122	129 785
49	BT	664 822	688 091	719 488
50	Domésticos	264 503	273 761	286 252
51	Indústria	29 067	30 084	31 457
52	Iluminação Pública	69 685	72 124	75 415
53	Outros	301 566	312 121	326 363
54	Energia Saída da Rede (38) + (39) + (40) + (44)	834 269	863 469	902 868
55	Perdas (37) - (54)	80 390	79 357	82 978

Fonte: EEM

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Anexos V

Quadro V – 2 - Balanço da EEM em 2006 – Activo

Unidade: EUR

Rubricas	2006											
	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	21 682 948	8 876 195	12 806 753	1 691 362	1 614 186	77 176	535 729	535 425	303	23 910 039	11 025 807	12 884 232
Imobilizações Corpóreas em exploração	328 389 381	168 474 214	159 915 167	220 927 503	110 267 669	110 659 835	17 665 956	11 007 369	6 658 587	566 982 840	289 749 251	277 233 589
Imobilizado em Curso	1 612 720		1 612 720	17 809 115		17 809 115	32 522		32 522	19 454 356		19 454 356
Investimento Financeiro	2 778 806		2 778 806	3 427 041		3 427 041	1 190 597		1 190 597	7 396 443		7 396 443
	354 463 855	177 350 409	177 113 445	243 855 021	111 881 855	131 973 166	19 424 803	11 542 794	7 882 009	617 743 678	300 775 058	316 968 620
CIRCULANTE												
Existências												
Materiais Diversos	4 462 501	181 271	4 281 230	4 799 397		4 799 397	2 673		2 673	9 264 571		9 083 299
Matérias Primas	3 888 361	73 902	3 814 459							3 888 361		3 814 459
	8 350 862	255 173	8 095 689	4 799 397		4 799 397	2 673		2 673	13 152 931	255 173	12 897 758
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazo												
Protocolos com Entidades Oficiais	32 096 070		32 096 070	13 238 546		13 238 546	3 712 094		3 712 094	49 046 711		49 046 711
	32 096 070		32 096 070	13 238 546		13 238 546	3 712 094		3 712 094	49 046 711		49 046 711
Dívidas de Terceiros												
Clientes C/ Corrente	44 415 705		44 415 705	17 187 203		17 187 203	3 962 889		3 962 889	65 565 797		65 565 797
Clientes Cobrança Duvidosa	5 371 138	5 171 289	199 849	2 324 107	2 233 790	90 317	635 400	610 652	24 748	8 330 645	8 015 731	314 914
Accionistas	2 017 062		2 017 062	1 229 740		1 229 740	376 528		376 528	3 623 330		3 623 330
Estado e Outros Entes Públicos	4 421 290		4 421 290	2 037 609		2 037 609	269 909		269 909	6 728 807		6 728 807
Outros Devedores	990 950	71 368	919 582	1 664 255		1 664 255	594 680		594 680	3 249 885	71 368	3 178 517
	57 216 144	5 242 657	51 973 487	24 442 913	2 233 790	22 209 123	5 839 406	610 652	5 228 754	87 498 464	8 087 099	79 411 365
Títulos Negociáveis	0		0	0		0	0		0	0		0
Depósitos Bancários e Caixa	583 063		583 063	290 856		290 856	40 197		40 197	914 115		914 115
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS												
Acréscimos de Proveitos	69 841 919		69 841 919	19 433 905		19 433 905	5 938 783		5 938 783	95 214 607		95 214 607
Compensação Tarifária (1998-2002)	26 023 342		26 023 342	10 733 751		10 733 751	3 009 749		3 009 749	39 766 841		39 766 841
Valor para ajustamento	38 436 022		38 436 022	6 787 679		6 787 679	2 583 881		2 583 881	47 807 581		47 807 581
Outros Proveitos	5 382 555		5 382 555	1 912 476		1 912 476	345 153		345 153	7 640 184		7 640 184
Custos Diferidos	3 852 353		3 852 353	4 534 920		4 534 920	1 417 238		1 417 238	9 804 511		9 804 511
Grandes Reparações												
Impostos diferidos												
Outros Custos	3 852 353		3 852 353	4 534 920		4 534 920	1 417 238		1 417 238	9 804 511		9 804 511
	73 694 272		73 694 272	23 968 825		23 968 825	7 356 020		7 356 020	105 019 118		105 019 118
TOTAL DO ACTIVO	526 404 266	182 848 240	343 556 026	310 595 558	114 115 644	196 479 914	36 375 193	12 153 446	24 221 747	873 375 017	309 117 330	564 257 687

Fonte: EEM

Quadro V – 3 - Balanço da EEM em 2006 - Capitais Próprios e Passivo

Unidade: EUR

Rubricas	2006			
	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	63 892 358	42 720 453	143 559	106 756 370
Resultado Líquido do Exercício	1 711 937	2 945 881	-148 093	4 509 724
Total do Capital Próprio	65 604 295	45 666 333	-4 534	111 266 094
PASSIVO				
Provisão para riscos e encargos				
Provisão para pensões e actos médicos	9 032 020	16 346 108	5 840 875	31 219 002
Outras provisões	183 781	40 142	14 344	238 268
	9 215 801	16 386 250	5 855 219	31 457 270
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo				
Dívida a Instituições de Crédito	167 906 634	89 661 132	12 332 986	269 900 752
Outros Credores				
	167 906 634	89 661 132	12 332 986	269 900 752
Dívidas a Terceiros - Curto prazo				
Fornecedores c/c	25 413 894	5 211 359	581 057	31 206 310
Dívida a Instituições de Crédito	24 412 421	13 036 086	1 793 128	39 241 634
Estado e Outros Entes Públicos	242 990	439 761	2 010 956	2 693 707
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	4 212 786	6 227 824	275 993	10 716 603
Outros Credores	10 206 385	1 071 514	565 720	11 843 619
	64 488 475	25 986 545	5 226 854	95 701 874
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Custos	2 835 110	8 579 825	765 141	12 180 076
Remunerações a Liquidar	1 039 985	1 882 161	672 543	3 594 689
Valor para ajustamento				
Outros	1 795 125	6 697 665	92 598	8 585 387
Proveitos Diferidos	33 505 711	10 199 829	46 081	43 751 621
Subsídios para Investimento	32 005 045	9 622 386	11 358	41 638 789
Impostos Diferidos	900 666	577 443	34 723	1 512 832
Outros	600 000			600 000
	36 340 821	18 779 654	811 222	55 931 697
Total do Passivo	277 951 731	150 813 581	24 226 281	452 991 593
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	343 556 026	196 479 914	24 221 747	564 257 687

Fonte: EEM

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Anexos V

Quadro V – 4 - Balanço da EEM em 2007 – Activo

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	16 517 079	9 589 948	6 927 131	1 847 339	1 712 366	134 973	550 413	540 453	9 960	18 914 831	11 842 767	7 072 064
Imobilizações Corpóreas	333 804 342	179 128 525	154 675 817	259 266 723	120 138 195	139 128 527	19 770 582	12 284 434	7 486 149	612 841 647	311 551 154	301 290 493
Imobilizado em Curso	18 670 695		18 670 695	10 780 556		10 780 556	386 542		386 542	29 837 793		29 837 793
Investimento Financeiro	3 121 603		3 121 603	3 561 732		3 561 732	1 247 210		1 247 210	7 930 546		7 930 546
	372 113 720	188 718 474	183 395 246	275 456 349	121 850 561	153 605 788	21 954 748	12 824 886	9 129 862	669 524 817	323 393 921	346 130 896
CIRCULANTE												
Existências												
Materiais Diversos	4 462 511	181 271	4 281 240	4 799 376		4 799 376	2 683		2 683	9 264 571		9 083 299
Matérias Primas	3 888 361	73 902	3 814 459							3 888 361		3 814 459
	8 350 872	255 173	8 095 699	4 799 376		4 799 376	2 683		2 683	13 152 931	255 173	12 897 758
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazo Protocolos com Entidades Oficiais	30 460 075		30 460 075	12 563 753		12 563 753	3 522 882		3 522 882	46 546 711		46 546 711
	30 460 075		30 460 075	12 563 753		12 563 753	3 522 882		3 522 882	46 546 711		46 546 711
Dívidas de Terceiros												
Clientes C/ Corrente	28 092 782		28 092 782	12 744 671		12 744 671	2 785 661		2 785 661	43 623 114		43 623 114
Clientes Cobrança Duvidosa	5 909 944	5 508 403	401 541	2 568 540	2 386 723	181 817	688 830	644 082	44 748	9 167 315	8 539 208	628 106
Accionistas	2 018 516		2 018 516	1 226 774		1 226 774	378 040		378 040	3 623 330		3 623 330
Estado e Outros Entes Públicos	4 193 260		4 193 260	1 624 755		1 624 755	122 462		122 462	5 940 478		5 940 478
Outros Devedores	993 247	71 368	921 879	1 659 570		1 659 570	597 068		597 068	3 249 885	71 368	3 178 517
	41 207 751	5 579 771	35 627 979	19 824 310	2 386 723	17 437 587	4 572 061	644 082	3 927 979	65 604 122	8 610 576	56 993 545
Títulos Negociáveis												
Depósitos Bancários e Caixa	558 397		558 397	316 995		316 995	38 723		38 723	914 115		914 115
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS												
Acréscimos de Proveitos	56 608 708		56 608 708	10 197 144		10 197 144	2 748 683		2 748 683	69 554 534		69 554 534
Compensação Tarifária (1998-2002)	26 023 342		26 023 342	10 733 751		10 733 751	3 009 749		3 009 749	39 766 841		39 766 841
Valor para ajustamento	24 673 016		24 673 016	-2 607 810		-2 607 810	-658 623		-658 623			21 406 583
Outros Proveitos	5 912 350		5 912 350	2 071 203		2 071 203	397 558		397 558	8 381 111		8 381 111
Custos Diferidos	3 317 937		3 317 937	3 853 941		3 853 941	1 154 629		1 154 629	8 326 508		8 326 508
Grandes Reparações												
Impostos diferidos												
Outros Custos	3 317 937		3 317 937	3 853 941		3 853 941	1 154 629		1 154 629	8 326 508		8 326 508
	59 926 645		59 926 645	14 051 085		14 051 085	3 903 313		3 903 313	77 881 042		77 881 042
TOTAL DO ACTIVO	512 617 459	194 553 418	318 064 041	327 011 868	124 237 284	202 774 584	33 994 411	13 468 969	20 525 442	873 623 738	332 259 671	541 364 068

Fonte: EEM

Quadro V – 5 - 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	65 605 505	45 660 988	-398	111 266 094
Resultado Líquido do Exercício	1 211 174	3 354 931	-45 169	4 520 937
Total do Capital Próprio	66 816 679	49 015 919	-45 567	115 787 031
PASSIVO				
Provisão para riscos e encargos				
Provisão para pensões e actos médicos	9 054 582	16 300 091	5 864 329	31 219 002
Outras provisões	22 236	40 029	14 402	76 667
	9 076 818	16 340 121	5 878 730	31 295 669
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo				
Dívida a Instituições de Crédito	160 070 097	97 918 491	9 716 163	267 704 752
Outros Credores				
	160 070 097	97 918 491	9 716 163	267 704 752
Dívidas a Terceiros - Curto prazo				
Fornecedores c/c	25 414 164	5 210 807	581 339	31 206 310
Dívida a Instituições de Crédito	10 164 933	6 218 119	617 006	17 000 057
Estado e Outros Entes Públicos	351 624	632 995	2 081 553	3 066 173
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	4 212 798	6 227 802	276 004	10 716 603
Outros Credores	4 585 047	1 189 921	579 259	6 354 228
	44 728 567	19 479 644	4 135 161	68 343 371
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Custos	2 822 536	9 320 531	791 422	12 934 488
Remunerações a Liquidar	1 084 231	1 951 837	702 218	3 738 286
Valor para ajustamento				
Outros	1 738 305	7 368 694	89 204	9 196 203
Proveitos Diferidos	34 549 344	10 699 879	49 534	45 298 757
Subsídios para Investimento	33 433 293	10 082 812	16 319	43 532 425
Impostos Diferidos	716 051	617 066	33 215	1 366 332
Outros	400 000			400 000
	37 371 880	20 020 410	840 956	58 233 246
Total do Passivo	251 247 362	153 758 666	20 571 010	425 577 037
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	318 064 041	202 774 584	20 525 442	541 364 068

Fonte: EEM

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Anexos V

Quadro V – 6 - 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	14 943 341	10 451 174	4 492 167	1 957 572	1 831 701	125 871	550 413	545 353	5 060	17 451 326	12 828 228	4 623 098
Imobilizações Corpóreas	359 560 095	190 707 385	168 852 709	287 819 109	130 989 459	156 829 650	21 825 523	13 760 578	8 064 945	669 204 726	335 457 422	333 747 304
Imobilizado em Curso	26 854 464		26 854 464	10 632 476		10 632 476	80 609		80 609	37 567 549		37 567 549
Investimento Financeiro	3 452 298		3 452 298	3 713 330		3 713 330	1 299 020		1 299 020	8 464 648		8 464 648
	404 810 198	201 158 559	203 651 639	304 122 487	132 821 160	171 301 326	23 755 565	14 305 931	9 449 633	732 688 250	348 285 650	384 402 599
CIRCULANTE												
Existências												
Materiais Diversos	4 462 496	181 271	4 281 225	4 799 391		4 799 391	2 683		2 683	9 264 571	181 271	9 083 299
Matérias Primas	3 888 361	73 902	3 814 459							3 888 361	73 902	3 814 459
	8 350 857	255 173	8 095 684	4 799 391		4 799 391	2 683		2 683	13 152 931	255 173	12 897 758
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazo												
Protocolos com Entidades Oficiais	28 824 080		28 824 080	11 888 961		11 888 961	3 333 670		3 333 670	44 046 711		44 046 711
	28 824 080		28 824 080	11 888 961		11 888 961	3 333 670		3 333 670	44 046 711		44 046 711
Dívidas de Terceiros												
Clientes C/ Corrente	24 389 042		24 389 042	11 922 597		11 922 597	2 525 592		2 525 592	38 837 232		38 837 232
Clientes Cobrança Duvidosa	6 154 427	5 851 097	303 329	2 688 055	2 554 249	133 806	714 148	679 570	34 578	9 556 629	9 084 916	471 713
Accionistas	2 016 333		2 016 333	1 228 964		1 228 964	378 033		378 033	3 623 330		3 623 330
Estado e Outros Entes Públicos	4 193 195		4 193 195	1 624 820		1 624 820	122 462		122 462	5 940 478		5 940 478
Outros Devedores	989 799	71 368	918 430	1 663 029		1 663 029	597 057		597 057	3 249 885	71 368	3 178 517
	37 742 796	5 922 466	31 820 330	19 127 466	2 554 249	16 573 217	4 337 292	679 570	3 657 722	61 207 554	9 156 285	52 051 269
Títulos Negociáveis												
Depósitos Bancários e Caixa	530 426		530 426	350 782		350 782	32 907		32 907	914 115		914 115
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS												
Acréscimos de Proveitos	32 153 869		32 153 869	12 921 252		12 921 252	3 417 594		3 417 594	48 492 715		48 492 715
Compensação Tarifária (1998-2002)	26 023 342		26 023 342	10 733 751		10 733 751	3 009 749		3 009 749	39 766 841		39 766 841
Valor para ajustamento	0		0	0		0	0		0	0		0
Outros Proveitos	6 130 528		6 130 528	2 187 501		2 187 501	407 846		407 846	8 725 875		8 725 875
Custos Diferidos	2 769 635		2 769 635	3 204 612		3 204 612	874 257		874 257	6 848 504		6 848 504
Grandes Reparações												
Impostos diferidos												
Outros Custos	2 769 635		2 769 635	3 204 612		3 204 612	874 257		874 257	6 848 504		6 848 504
	34 923 505		34 923 505	16 125 863		16 125 863	4 291 851		4 291 851	55 341 220		55 341 220
TOTAL DO ACTIVO	515 181 861	207 336 198	307 845 664	356 414 951	135 726 192	221 039 541	35 753 968	14 985 501	20 768 467	907 350 781	358 047 891	549 653 672

Fonte: EEM

Quadro V – 7 - 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	66 816 679	49 015 919	-45 567	115 787 031
Resultado Líquido do Exercício	859 426	4 106 098	85 272	5 050 796
Total do Capital Próprio	67 676 105	53 122 017	39 705	120 837 827
PASSIVO				
Provisão para riscos e encargos				
Provisão para pensões e actos médicos	9 020 710	16 334 069	5 864 222	31 219 002
Outras provisões	22 153	40 113	14 401	76 667
	9 042 863	16 374 182	5 878 624	31 295 669
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo				
Dívida a Instituições de Crédito	147 532 300	105 108 682	9 356 436	261 997 418
Outros Credores				
	147 532 300	105 108 682	9 356 436	261 997 418
Dívidas a Terceiros - Curto prazo				
Fornecedores c/c	25 413 758	5 211 215	581 337	31 206 310
Dívida a Instituições de Crédito	17 630 721	12 560 923	1 118 133	31 309 778
Estado e Outros Entes Públicos	363 067	657 417	2 089 843	3 110 328
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	4 212 781	6 227 818	276 004	10 716 603
Outros Credores	2 499 483	1 248 565	583 889	4 331 937
	50 119 810	25 905 938	4 649 206	80 674 955
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Custos	2 791 496	9 750 049	802 358	13 343 903
Remunerações a Liquidar	1 117 627	2 023 721	726 552	3 867 901
Valor para ajustamento				
Outros	1 673 869	7 726 327	75 806	9 476 002
Proveitos Diferidos	30 683 089	10 778 673	42 138	41 503 900
Subsídios para Investimento	29 845 370	10 201 249	12 449	40 059 068
Impostos Diferidos	637 719	577 424	29 689	1 244 832
Outros	200 000			200 000
	33 474 585	20 528 722	844 496	54 847 803
Total do Passivo	240 169 559	167 917 525	20 728 762	428 815 845
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	307 845 664	221 039 541	20 768 467	549 653 672

Fonte: EEM

Quadro V – 8 - Demonstração de resultados da EEM por actividade em 2006

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)	103 553 809	56 472 811	9 661 820	169 688 441
Vendas				
De energia eléctrica	67 051 863	23 514 786	4 289 283	94 855 931
Convergência tarifária	2 745 337	14 318 578	5 447 152	22 511 067
Ajustamento	23 137 537	-1 835 509	-1 448 446	19 853 582
Materiais diversos				
Prestações de serviços		76 554	65 706	142 261
Variação da produção				
Trabalhos para a própria empresa	2 760 755	20 333 388	1 183 600	24 277 743
Proveitos suplementares		65 015	124 525	206 471
Subsídios à exploração				
Outros proveitos e ganhos operacionais				
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	99 243 875	50 624 535	9 523 783	159 392 193
Custo das mercadorias vendidas e consumidas				
Compras de Energia Eléctrica	23 628 269			23 628 269
Materiais diversos	4 018 248	7 236 806	1 058 728	12 313 781
Combustíveis, lubrificantes e outros	40 450 753			40 450 753
Fornecimentos e serviços externos	1 849 649	11 542 410	1 219 344	14 611 403
Custos com o pessoal	9 293 470	16 819 279	6 009 951	32 122 700
Amortizações	11 486 988	8 354 986	1 156 894	20 998 868
Provisões	506 032	164 841	43 096	713 969
Impostos	372 240	6 213 329	25 662	6 611 231
Outros custos e perdas operacionais	7 638 227	292 884	10 108	7 941 219
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	4 309 934	5 848 276	138 037	10 296 247
Proveitos e ganhos financeiros (D)	1 988 424	836 080	174 472	2 998 977
Custos e perdas financeiras (E)	8 080 455	4 092 149	578 163	12 750 768
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-6 092 031	-3 256 069	-403 691	-9 751 791
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	-1 782 097	2 592 207	-265 653	544 457
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	3 989 248	1 211 758	122 266	5 323 271
Custos e perdas extraordinários (I)	56 249	102 717	42 679	201 645
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	3 932 999	1 109 040	79 587	5 121 626
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	2 150 902	3 701 247	-186 067	5 666 083
IRC (L)	438 966	755 367	-37 973	1 156 359
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	1 711 937	2 945 881	-148 093	4 509 724

Fonte: EEM

Quadro V – 9 - 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)	94 244 678	58 604 428	1 046 039	153 895 146
Vendas				
De energia eléctrica	73 955 027	25 459 015	492 756	99 906 799
Compensação tarifária	26 966 553	9 535 985	442 978	36 945 516
Ajustamento	-11 267 010	5 678 010	0	-5 589 000
Materiais diversos				
Prestações de serviços		78 545	6 896	85 441
Variação da produção				
Trabalhos para a própria empresa	2 650 062	17 786 256	90 368	20 526 686
Proveitos suplementares	17 415	66 617	13 041	97 073
Subsídios à exploração				
Outros proveitos e ganhos operacionais				
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	89 804 605	51 592 227	997 135	142 393 966
Custo das mercadorias vendidas e consumidas				
Compras de Energia Eléctrica	21 340 147			21 340 147
Materiais diversos	3 869 636	7 313 728	62 988	11 246 352
Combustíveis, lubrificantes e outros	38 875 809			38 875 809
Fornecimentos e serviços externos	1 913 703	9 677 692	135 482	11 726 878
Custos com o pessoal	9 688 858	17 441 917	630 041	27 760 815
Amortizações	11 368 064	9 968 706	129 631	21 466 402
Provisões	337 113	152 936	3 414	493 463
Impostos	365 762	6 846 094	1 946	7 213 801
Outros custos e perdas operacionais	2 045 513	191 153	33 634	2 270 301
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	4 440 073	7 012 202	48 904	11 501 179
Proveitos e ganhos financeiros (D)	1 322 043	747 699	12 256	2 081 997
Custos e perdas financeiras (E)	8 166 843	4 681 324	54 470	12 902 636
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-6 844 801	-3 933 625	-42 213	-10 820 639
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	-2 404 727	3 078 577	6 691	680 540
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	4 019 626	1 394 665	387	5 414 678
Custos e perdas extraordinários (I)				
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	4 019 626	1 394 665	387	5 414 678
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	1 614 899	4 473 241	7 078	6 095 218
IRC (L)	403 725	1 118 310	1 769	1 523 805
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	1 211 174	3 354 931	5 308	4 571 414

Fonte: EEM

Quadro V – 10 - 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)	96 584 056	63 805 882	0	160 389 937
Vendas				
De energia eléctrica	76 863 718	26 829 431	0	103 693 149
Compensação tarifária	17 069 387	19 089 821	0	36 159 207
Ajustamento				
Materiais diversos				
Prestações de serviços		80 351	0	80 351
Variação da produção				
Trabalhos para a própria empresa	2 633 202	17 738 062	0	20 371 264
Proveitos suplementares	17 749	68 216	0	85 965
Subsídios à exploração				
Outros proveitos e ganhos operacionais				
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	91 034 013	53 733 135	0	144 767 148
Custo das mercadorias vendidas e consumidas				
Compras de Energia Eléctrica	21 754 304			21 754 304
Materiais diversos	3 908 722	7 713 403	0	11 622 125
Combustíveis, lubrificantes e outros	40 318 227			40 318 227
Fornecimentos e serviços externos	1 903 500	9 085 601	0	10 989 101
Custos com o pessoal	9 987 292	18 084 288	0	28 071 581
Amortizações	12 440 085	10 970 599	0	23 410 684
Provisões	342 694	167 526	0	510 221
Impostos	355 431	7 153 309	0	7 508 740
Outros custos e perdas operacionais	23 757	558 408	0	582 165
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	5 550 042	10 072 747	0	15 622 789
Proveitos e ganhos financeiros (D)	1 274 157	805 452	0	2 079 609
Custos e perdas financeiras (E)	9 565 896	6 368 053	0	15 933 949
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-8 291 739	-5 562 601	0	-13 854 340
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	-2 741 697	4 510 146	0	1 768 449
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	3 887 598	964 652	0	4 852 250
Custos e perdas extraordinários (I)				
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	3 887 598	964 652	0	4 852 250
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	1 145 901	5 474 798	0	6 620 699
IRC (L)	286 475	1 368 699	0	1 655 175
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	859 426	4 106 098	0	4 965 524

Fonte: EEM

Quadro V – 11 - Número médio de clientes da EEM por nível de tensão

Rubrica	2006	2007	2008
Clientes SEPM	128 500	131 586	134 744
AT	0	0	0
MT	207	214	219
BT (sem IP)	126 805	129 849	132 965
IP	1 488	1 523	1 560
Clientes SENVM	0	0	0
AT	0	0	0
MT	0	0	0

Fonte: EEM

Quadro V – 12 - Número de efectivos da EEM por actividade

Rubricas	2006				2007				2008			
	AGS	DEE	CEE	Total	AGS	DEE	CEE	Total	AGS	DEE	CEE	Total
Departamentos específicos	192	350	142	684	193	351	141	685	191	352	141	684
Departamentos comuns	49	105	31	185	49	103	33	185	50	103	33	186
Total	241	455	173	869	242	454	174	870	241	455	174	870

Fonte: EEM Número de efectivos da EEM por actividade

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Anexos V

Quadro V – 13 - Investimentos da EEM por actividade em 2006

Unidade: EUR

Activo Bruto	Investimentos em 2006											
	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	7 514 118		7 514 118	79 359		79 359	0		0	7 593 478		7 593 478
IMOBILIZADO CORPÓREO	10 127 445		10 127 445	27 962 177		27 962 177	2 357 947		2 357 947	40 447 569		40 447 569
Terrenos e Recursos Naturais				157 075		157 075			0	171 540		171 540
Edifícios e Outras Construções	1 626 795		1 626 795	5 028		5 028	70 360		70 360	1 702 183		1 702 183
Equipamento Básico	7 726 199		7 726 199							7 726 199		7 726 199
Aproveitamentos endógenos	272 724		272 724							272 724		272 724
Hídricos	272 724		272 724							272 724		272 724
Geotérmicos												
Eólicos												
Outros												
Centrais térmicas	7 430 348		7 430 348							7 430 348		7 430 348
Outros Equipamentos Básicos	23 127		23 127							23 127		23 127
Distribuição em MT				19 652 691		19 652 691	4 305		4 305	19 656 997		19 656 997
Subestações				5 234 555		5 234 555			0	5 234 555		5 234 555
Linhas				13 860 033		13 860 033			0	13 860 033		13 860 033
Postos de Corte e Seccionamento				24 714		24 714			0	24 714		24 714
Centros de Controlo e Telemedida				520 440		520 440			0	520 440		520 440
Equipas de Contagem e Medida							4 305		4 305	4 305		4 305
Outros Equipamentos Básicos				12 949		12 949			0	12 949		12 949
Distribuição em BT				6 780 581		6 780 581	1 090 320		1 090 320	7 870 901		7 870 901
Postos de Transformação				2 394 232		2 394 232				2 394 232		2 394 232
Redes Urbanas												
Redes Rurais				3 873 726		3 873 726				3 873 726		3 873 726
Chegadas Aéreas												
Chegadas Subterrâneas												
Iluminação Pública				512 624		512 624				512 624		512 624
Equipas de Contagem e Medida							1 090 320		1 090 320	1 090 320		1 090 320
Outros Equipamentos Básicos				0		0			0	0		0
Equipamento de Transporte									1 258			1 258
Ferramentas e Utensílios	55 321		55 321	71 103		71 103	15 464		15 464	141 888		141 888
Equipamento Administrativo	80 922		80 922	1 019 830		1 019 830	1 066 323		1 066 323	2 167 075		2 167 075
Diferenças Câmbio									0			0
Outro Imobilizado Corpóreo	622 183		622 183	272 898		272 898	109 916		109 916	1 004 997		1 004 997
TOTAL	17 641 564		17 641 564	28 041 537		28 041 537	2 357 947		2 357 947	48 041 047		48 041 047

Fonte: EEM

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Anexos V

Quadro V – 14 - 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	142 400		142 400	90 000		90 000				232 400		232 400
IMOBILIZADO CORPÓREO	22 654 059		22 654 059	31 376 637		31 376 637	2 473 332		2 473 332	56 504 028		56 504 028
Terrenos e Recursos Naturais												
Edifícios e Outras Construções	388 294		388 294	615 191		615 191				1 015 000		1 015 000
Equipamento Básico	19 931 540		19 931 540							19 931 540		19 931 540
Aproveitamentos endógenos	2 235 300		2 235 300							2 235 300		2 235 300
Hídricos	2 235 300		2 235 300							2 235 300		2 235 300
Geotérmicos												
Eólicos	0		0							0		0
Outros												
Centrais térmicas	16 922 490		16 922 490							16 922 490		16 922 490
Outros Equipamentos Básicos	773 750		773 750							773 750		773 750
Distribuição em MT				21 220 832		21 220 832	122 000		122 000	21 342 832		21 342 832
Subestações				7 460 093		7 460 093				7 460 093		7 460 093
Linhas				11 777 739		11 777 739				11 777 739		11 777 739
Postos de Corte e Seccionamento				234 000		234 000				234 000		234 000
Centros de Controlo e Telemedida				1 739 000		1 739 000				1 739 000		1 739 000
Equipas de Contagem e Medida							122 000		122 000	122 000		122 000
Outros Equipamentos Básicos												
Distribuição em BT				5 162 806		5 162 806	1 500 000		1 500 000	6 662 806		6 662 806
Postos de Transformação				2 208 413		2 208 413				2 208 413		2 208 413
Redes Urbanas												
Redes Rurais				2 405 893		2 405 893				2 405 893		2 405 893
Chegadas Aéreas												
Chegadas Subterrâneas												
Iluminação Pública				548 500		548 500				548 500		548 500
Equipas de Contagem e Medida							1 500 000		1 500 000	1 500 000		1 500 000
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	186 895		186 895	3 263 134		3 263 134	185 572		185 572	3 635 600		3 635 600
Diferenças Câmbio												
Outro Imobilizado Corpóreo	2 080 362		2 080 362	1 063 371		1 063 371	632 517		632 517	3 776 250		3 776 250
TOTAL	22 796 459		22 796 459	31 466 637		31 466 637	2 473 332		2 473 332	56 736 428		56 736 428

Fonte: EEM

ANÁLISE DO DESEMPENHO E DAS PREVISÕES DAS EMPRESAS REGULADAS

Anexos V

Quadro V – 15 - 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	51 000		51 000	90 000		90 000				141 000		141 000
IMOBILIZADO CORPÓREO	34 337 074		34 337 074	28 424 540		28 424 540	1 749 007		1 749 007	64 510 621		64 510 621
Terrenos e Recursos Naturais												
Edifícios e Outras Construções	409 785		409 785	189 823		189 823	80 392		80 392	680 000		680 000
Equipamento Básico	30 619 800		30 619 800							30 619 800		30 619 800
Aproveitamentos endógenos	8 311 000		8 311 000							8 311 000		8 311 000
Hídricos	8 311 000		8 311 000							8 311 000		8 311 000
Geotérmicos												
Eólicos	0		0							0		0
Outros												
Centrais térmicas	21 345 300		21 345 300							21 345 300		21 345 300
Outros Equipamentos Básicos	963 500		963 500							963 500		963 500
Distribuição em MT				20 827 748		20 827 748	87 000		87 000	20 914 748		20 914 748
Subestações				7 496 654		7 496 654				7 496 654		7 496 654
Linhas				11 280 344		11 280 344				11 280 344		11 280 344
Postos de Corte e Seccionamento				936 000		936 000				936 000		936 000
Centros de Controlo e Telemedida				912 750		912 750				912 750		912 750
Equipas de Contagem e Medida							87 000		87 000	87 000		87 000
Outros Equipamentos Básicos												
Distribuição em BT				6 641 073		6 641 073	1 185 000		1 185 000	7 826 073		7 826 073
Postos de Transformação				2 831 300		2 831 300				2 831 300		2 831 300
Redes Urbanas												
Redes Rurais				3 263 523		3 263 523				3 263 523		3 263 523
Chegadas Aéreas												
Chegadas Subterrâneas												
Iluminação Pública				546 250		546 250				546 250		546 250
Equipas de Contagem e Medida							1 185 000		1 185 000	1 185 000		1 185 000
Outros Equipamentos Básicos												
Equipamento de Transporte												
Ferramentas e Utensílios												
Equipamento Administrativo	162 083		162 083	478 334		478 334	295 582		295 582	936 000		936 000
Diferenças Câmbio												
Outro Imobilizado Corpóreo	3 118 437		3 118 437	236 258		236 258	79 305		79 305	3 434 000		3 434 000
TOTAL	34 388 074		34 388 074	28 514 540		28 514 540	1 749 007		1 749 007	64 651 621		64 651 621

Fonte: EEM

