



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2009

Dezembro 2008

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA	3
2.1	Balanço de energia eléctrica no Continente	3
2.2	Balanço de energia eléctrica na Região Autónoma dos Açores	5
2.3	Balanço de energia eléctrica na Região Autónoma da Madeira	6
3	DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DAS EMPRESAS REGULADAS	9
3.1	REN <i>Trading</i>	9
3.2	REN	12
3.3	EDP Distribuição	15
3.4	EDP Serviço Universal, SA	18
3.5	EDA	21
3.6	EEM	24
4	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 NO CONTINENTE	27
4.1	Aquisição de Energia Eléctrica	27
4.1.1	Ajustamento da componente fixa	27
4.1.1.1	Custos fixos dos CAE imputados à Tarifa de Energia e Potência	29
4.1.1.2	Custos decorrentes dos CAE imputados à tarifa UGS	32
4.1.1.3	Custos com aquisição de energia eléctrica à EDIA, imputados à tarifa de Energia e Potência	33
4.1.1.4	Outros custos do exercício associados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	34
4.1.1.5	Proveitos facturados no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	34
4.1.1.6	Ganhos comerciais	35
4.1.1.7	Decomposição do desvio da componente fixa dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	36
4.1.2	Ajustamento da componente variável	38
4.2	Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	48
4.2.1	Análise do sobrecusto	49
4.2.2	Encargo de energia e receitas de mercado	51
4.2.3	Encargo de Potência	54
4.3	Gestão Global do Sistema	57
4.3.1	Custos de gestão do sistema	59
4.3.2	Custos com serviços do sistema	60
4.3.3	Outros proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema	61
4.3.4	Interruptibilidade	61
4.3.5	Parcela Associada aos terrenos hídricos	61
4.3.6	Custos com o Plano de Eficiência no Consumo	62
4.4	Transporte de Energia Eléctrica	64
4.4.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	66
4.4.2	Outros custos (OC ^T) na actividade de Transporte de Energia Eléctrica	68
4.4.3	Outros Proveitos (S ^T) na actividade de Transporte de Energia Eléctrica	68

4.4.4	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	70
4.5	Actividade de Compra e Venda do Acesso á Rede de Transporte.....	71
4.6	Distribuição de Energia Eléctrica	73
4.6.1	Energia eléctrica entregue pelas redes de distribuição	75
4.6.2	Nível de perdas nas redes de distribuição	75
4.6.3	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço.....	76
4.6.4	Custos com a promoção do desempenho ambiental.....	79
4.7	Comercialização de Redes	81
4.8	Comercialização	84
4.9	Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	86
4.10	Proveitos a proporcionar por actividade no Continente	89
5	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES.....	91
5.1	Metodologia de cálculo dos custos reais aceites.....	91
5.2	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	93
5.2.1	Custos com a aquisição de energia eléctrica ao Sistema Independente dos Açores	94
5.2.2	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	94
5.2.3	Custos anuais de exploração.....	95
5.2.4	Custo com os combustíveis	96
5.2.4.1	Fuelóleo.....	100
5.2.4.2	Gasóleo	102
5.2.4.3	Lubrificantes	104
5.2.4.4	Licenças de CO ₂	104
5.2.4.5	Restantes custos de exploração.....	104
5.2.5	Outros proveitos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	105
5.2.6	Ajustamento da aditividade tarifária	105
5.3	Distribuição de Energia Eléctrica	106
5.3.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	108
5.3.2	Custos anuais de exploração.....	109
5.3.3	Outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	109
5.4	Comercialização de Energia Eléctrica	110
5.4.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	111
5.4.2	Custos anuais de exploração.....	112
5.4.3	Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	113
5.5	Proveitos a proporcionar por actividade na Região Autónoma dos Açores.....	114
6	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA	115
6.1	EEM	115
6.1.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	115
6.1.2	Custos anuais de exploração da EEM.....	116
6.1.3	Outros proveitos da EEM	120
6.2	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	121

6.2.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	123
6.2.2	Custos com aquisição de energia eléctrica.....	124
6.2.2.1	Custos com a aquisição de energia eléctrica ao SPM.....	124
6.2.2.2	Custos com aquisição de energia eléctrica ao SIM	125
6.2.3	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	126
6.2.4	Outros proveitos afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	128
6.2.5	Decomposição dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	129
6.3	Distribuição de Energia Eléctrica	130
6.3.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	133
6.3.2	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	134
6.3.3	Outros proveitos afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	135
6.3.4	Decomposição dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	136
6.4	Comercialização de Energia Eléctrica	137
6.4.1	Amortizações e valor médio dos activos a remunerar	139
6.4.2	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	140
6.4.3	Outros proveitos afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	141
6.4.4	Decomposição dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	142
6.5	Proveitos a proporcionar por actividade na Região Autónoma da Madeira.....	143
7	AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008, NO CONTINENTE.....	145
7.1	Compra e venda de Energia do Agente Comercial.....	145
7.2	Ajustamento em 2008 do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	146
7.2.1	Análise do sobrecusto	146
7.3	Mecanismos de gestão dos CAE	153
7.3.1	Mecanismo de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia.....	153
7.3.2	Mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de co ₂	155
7.4	Compra e Venda de Energia Eléctrica.....	157
8	ESCLARECIMENTOS SOLICITADOS ÀS EMPRESAS	163
8.1	REN	163
8.1.1	Custos de funcionamento no âmbito da CVEEAC.....	163
8.1.2	Separação entre Exportações e Vendas ao SENV.....	164
8.1.3	Quantidades de energia eléctrica	164
8.1.4	Importações para ganhos comerciais Vs importações contabilísticas.....	167
8.1.5	Proveitos com o Plano de eficiência do Consumo (PPEC)	167
8.1.6	Subsídios ao investimento em curso	168
8.1.6.1	Amortizações de imobilizado	168
8.1.7	Custos de energia na GGS	168
8.1.8	Facturação do Agente de Mercado.....	169

8.1.9	Diferenças de facturação REN \EDP	169
8.1.10	Licenças de emissão de CO ₂	169
8.2	EDP Distribuição	171
8.2.1	Valores associados aos CMEC.....	171
8.2.2	Diferenças de facturação REN \EDP	172
8.2.3	Recuperação de facturação	172
8.2.4	Prémios de desempenho e custos com pessoal.....	173
8.3	EDP SU.....	174
8.3.1	PRE	174
8.3.2	Valores de 2007	174
8.3.3	Transferências mensais a facturar pela REN à EDP Serviço Universal.....	176
8.3.4	Custos com interruptibilidade	177
8.3.5	Aquisições à REN – actividade de AEE	178
8.3.6	Prémios de desempenho e custos com pessoal.....	178
8.4	EDA.....	180
8.4.1	Imobilizado 2007	180
8.4.2	Balanço – Outros Devedores de Curto Prazo.....	181
8.4.3	Actividade de aquisição de Energia eléctrica e gestão do Sistema.....	182
8.4.3.1	Balanço.....	182
8.4.3.2	Fornecimentos e Serviços Externos	183
8.4.4	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	187
8.4.4.1	Balanço.....	187
8.4.4.2	Custos com o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental (PPDA)	188
8.4.5	Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	189
8.4.5.1	Balanço.....	189
8.4.5.2	Fornecimentos e Serviços Externos	190
8.5	EEM	195
8.5.1	Fornecimentos e serviços externos – frota automóvel	195
8.5.1.1	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental	195
8.5.1.2	Proveitos Extraordinários – outros.....	199
8.5.1.3	Licenças de CO ₂	200
8.5.1.4	Outros custos operacionais - desagregação	201
8.5.1.5	Direitos de passagem	202
8.5.2	Taxa média de juro anual da EEM em 2005, 2006 e 2007.....	202
8.5.3	Pedido adicional	203
8.5.3.1	Rating da dívida da EEM	203
8.5.3.2	Actualização da caracterização dos empréstimos bancários existentes na empresa actualmente	203
8.5.4	Fornecimentos de energia eléctrica	203
8.5.5	Taxa de IRC	205
8.5.6	Prémios de desempenho	205
	ANEXOS	207
	ANEXO I - PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA REN	209
	ANEXO II - PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EDP	
	DISTRIBUIÇÃO	221

ANEXO III - PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EDA	235
ANEXO IV - PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EEM.....	249
ANEXO V - PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO	261

ÍNDICE QUADROS

Quadro 2-1 - Consumo referido à emissão	3
Quadro 2-2 - Balanço de energia eléctrica da EDP Distribuição	4
Quadro 2-3 - Balanço de energia eléctrica da EDA	6
Quadro 2-4 - Balanço de energia eléctrica da EEM.....	8
Quadro 3-1 - Balanço da REN <i>Trading</i> , S.A. em 2007	10
Quadro 3-2 - Demonstração de Resultados da REN <i>Trading</i> , S.A., em 2007.....	11
Quadro 3-3 - Balanço da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2007	13
Quadro 3-4 - Demonstração de Resultados da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2007	14
Quadro 3-5 - Balanço da EDP Distribuição em 2007.....	15
Quadro 3-6 - Balanço da EDP Distribuição em 2007 (cont)	16
Quadro 3-7 - Demonstração de resultados da EDP Distribuição em 2007	17
Quadro 3-8 - Balanço da EDP Serviço Universal em 2007	18
Quadro 3-9 - Balanço da EDP Serviço Universal em 2007 (cont)	19
Quadro 3-10 - Demonstração de resultados da EDP Serviço Universal em 2007	20
Quadro 3-11 - Balanço da EDA em 2007.....	22
Quadro 3-12 - Demonstração de Resultados da EDA em 2007	23
Quadro 3-13 - Balanço da EEM em 2007	25
Quadro 3-14 - Demonstração de Resultados da EEM em 2007.....	26
Quadro 4-1 - Cálculo do ajustamento da componente fixa dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2007.....	29
Quadro 4-2 - Custos com a Aquisição de Energia Eléctrica.....	30
Quadro 4-3 - Comparação do encargo de potência implícito nas Tarifas 2007 para o 1.º semestre e o encargo de potência ocorrido em 2007 (preços correntes)	30
Quadro 4-4 - Variáveis monetárias utilizadas no cálculo dos Encargos de Potência.....	32
Quadro 4-5 - Cálculo da reserva girante	33
Quadro 4-6 - Cálculo dos custos de aquisição de energia eléctrica à EDIA	34
Quadro 4-7 - Outros custos da AEE.....	34
Quadro 4-8 - Outros proveitos da AEE	35
Quadro 4-9 - Ganhos comerciais no 1.º semestre de 2007.....	36
Quadro 4-10 - Ajustamento da componente variável relativo ao 1.º semestre de 2007 na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	38
Quadro 4-11 - Encargos variáveis e encargos de combustíveis para o 1.º semestre de 2007, implícitos nas Tarifas 2007 e verificados	41
Quadro 4-12 - Custos unitários dos combustíveis para o 1.º semestre de 2007, implícitos nas Tarifas 2007 e verificados	42
Quadro 4-13 - Produção no 1.º semestre de 2007 para abastecimento dos clientes do Comercializador Regulado implícita nas tarifas de 2007 e verificada.....	43
Quadro 4-14 - Produção das centrais térmicas no 1.º semestre de 2007, implícitas nas tarifas de 2007 e verificada	45

Quadro 4-15 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade CVEE do Agente Comercial em 2007.....	49
Quadro 4-16 - Análise do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE previsto e realizado.....	50
Quadro 4-17 - Produção prevista e verificada.....	51
Quadro 4-18 - Encargo de combustível	52
Quadro 4-19 - Custo unitário dos combustíveis	52
Quadro 4-20 - Preço médio de venda da energia eléctrica	53
Quadro 4-21 - Encargo de potência	54
Quadro 4-22 - Variáveis monetárias utilizadas no cálculo dos Encargos de Potência.....	56
Quadro 4-23 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade GGS em 2007.....	58
Quadro 4-24 - Movimentos no activo líquido a remunerar.....	59
Quadro 4-25 - Outros custos da GGS.....	60
Quadro 4-26 - Custos com serviços do sistema	60
Quadro 4-27 - Outros proveitos da GGS.....	61
Quadro 4-28 - Execução orçamental do PPEC 2007	62
Quadro 4-29 - Execução orçamental do PPEC 2007 até ao final do ano 2008.....	63
Quadro 4-30 - Cálculo do ajustamento na actividade TEE	65
Quadro 4-31 - Movimentos no activo líquido a remunerar.....	66
Quadro 4-32 - Investimento no reforço da capacidade de interligação	67
Quadro 4-33 - Outros Custos (OC^T) na actividade TEE	68
Quadro 4-34 - Outros proveitos (S^T) na actividade TEE	69
Quadro 4-35 - Custos aceites com o PPDA da REN	70
Quadro 4-36 - Cálculo do ajustamento na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	72
Quadro 4-37 - Cálculo do ajustamento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	74
Quadro 4-38 - Energia entregue pelas redes da distribuição	75
Quadro 4-39 - Valores de perdas de referência e valores limite do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição	76
Quadro 4-40 - Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2007	77
Quadro 4-41 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2007.....	78
Quadro 4-42 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2007 ...	78
Quadro 4-43 - Custos aceites com o PPDA da EDP Distribuição	80
Quadro 4-44 - Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, em 2007	81
Quadro 4-45 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização de Redes.....	82
Quadro 4-46 - Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização, em 2007	84
Quadro 4-47 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização	85
Quadro 4-48 - Cálculo do ajustamento do sobrecusto da PRE	86

Quadro 4-49 - Cálculo do ajustamento na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	87
Quadro 4-50 - Proveitos permitidos em 2007 e ajustamento em 2009	90
Quadro 5-1 - Metodologia de cálculo dos custos de exploração aceites.....	92
Quadro 5-2 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	93
Quadro 5-3 - Custos com aquisição de energia eléctrica ao SAI	94
Quadro 5-4 - Movimentos no activo líquido a remunerar	95
Quadro 5-5 - Custos de exploração na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	96
Quadro 5-6 - Custos com combustíveis previstos e verificados	97
Quadro 5-7 - Custos unitários	97
Quadro 5-8 - Determinação do custo com o fuelóleo com base em valores reais	98
Quadro 5-9 - Produção e consumo específico RAA	99
Quadro 5-10 - Comparação do custo médio unitário do gasóleo consumido para produção de energia eléctrica pela EDA e pela EEM	103
Quadro 5-11 - Custos com Lubrificantes.....	104
Quadro 5-12 - Movimentos das licenças de CO ₂	104
Quadro 5-13 - Outros proveitos da AGS.....	105
Quadro 5-14 - Calculo do ajustamento para tarifas aditivas	106
Quadro 5-15 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	107
Quadro 5-16 - Movimentos no activo líquido a remunerar	108
Quadro 5-17 - Custos de exploração na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	109
Quadro 5-18 - Outros proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	110
Quadro 5-19 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	111
Quadro 5-20 - Movimentos no activo líquido a remunerar	112
Quadro 5-21 - Custos de exploração na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	113
Quadro 5-22 - Outros proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	113
Quadro 5-23 - permitidos em 2007 e ajustamento em 2009, na RAA	114
Quadro 6-1 - Movimentos no activo líquido a remunerar	116
Quadro 6-2 - Custos anuais de exploração da EEM.....	117
Quadro 6-3 - Outros Proveitos da EEM	120
Quadro 6-4 - Cálculo do ajustamento na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.....	122
Quadro 6-5 - Movimentos no activo líquido a remunerar	124
Quadro 6-6 - Custos com a Aquisição de Energia Eléctrica ao SPM	125
Quadro 6-7 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM	125
Quadro 6-8 - Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM.....	126
Quadro 6-9 - Custos anuais de exploração afectos a AGS	127

Quadro 6-10 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2007 previstos e verificados	128
Quadro 6-11 - Comparação entre o custo com o fuelóleo previsto para 2006 e o verificado nesse ano	128
Quadro 6-12 - Outros proveitos afectos a AGS	129
Quadro 6-13 - Cálculo do ajustamento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	132
Quadro 6-14 - Movimentos no activo líquido a remunerar	134
Quadro 6-15 - Custos anuais de exploração afectos a DEE	135
Quadro 6-16 - Outros proveitos afectos a DEE	135
Quadro 6-17 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	138
Quadro 6-18 - Movimentos no activo líquido a remunerar	140
Quadro 6-19 - Custos anuais de exploração afectos a CEE	141
Quadro 6-20 - Outros proveitos afectos a CEE	141
Quadro 6-21 - Proveitos permitidos em 2007 e ajustamento em 2009	144
Quadro 7-1 - Cálculo do ajustamento provisório da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial, em 2008	146
Quadro 7-2 - Análise do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE previsto e estimados para 2008	147
Quadro 7-3 - Encargo de potência	148
Quadro 7-4 - Variáveis monetárias utilizadas no cálculo dos Encargos de Potência	149
Quadro 7-5 - Produção prevista e verificada	150
Quadro 7-6 - Factor de utilização	151
Quadro 7-7 - Encargo de combustível	151
Quadro 7-8 - Margem unitária da energia eléctrica vendida	153
Quadro 7-9 - Ganhos para os consumidores e para a REN resultantes da aplicação deste mecanismo em 2006	154
Quadro 7-10 - Valor do incentivo I_3 estimado para 2008	155
Quadro 7-11 - Valor do incentivo I_2 estimado para 2008	156
Quadro 7-12 - Cálculo do ajustamento do sobrecusto da PRE	158
Quadro 7-13 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura	159
Quadro 7-14 - Condições de referência para a previsão do preço médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2008	159
Quadro 7-15 - Preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado pelo comercializador de último recurso em 2009	160
Quadro 7-16 - Aquisições do comercializador de último recurso	161
Quadro 7-17 - Cálculo do ajustamento da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, em 2008	162

ÍNDICE FIGURAS

Figura 4-1 - Análise das diferenças entre o encargo de potência implícito nas Tarifas 2007 e o encargo de potência verificado no 1.º semestre de 2007	31
Figura 4-2 - Decomposição do desvio na actividade de AEE em 2007	37
Figura 4-3 - Desvio dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica no 1.º semestre de 2007	40
Figura 4-4 - Evolução da produtividade hidroeléctrica	44
Figura 4-5 - Estrutura de produção no 1.º semestre de 2007, implícitas nas tarifas 2007 e verificada	45
Figura 4-6 - Impacte da estrutura de produção das centrais térmicas e da evolução dos custos de combustíveis	46
Figura 4-7 - Evolução do preço médio de mercado	53
Figura 4-8 - Análise das diferenças entre o encargo de potência implícito nas Tarifas 2007 e o encargo de potência verificado no 2º semestre de 2007	55
Figura 4-9 - Compensação entre TSO	69
Figura 4-10 - Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2007	79
Figura 4-11 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de Credes (real 2007 e tarifas 2007)	83
Figura 4-12 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização (real 2007 e Tarifas 2007)	85
Figura 5-1 - Evolução do preço do fuelóleo entre Janeiro de 2004 e finais de 2007	101
Figura 5-2 - Evolução da taxa de câmbio EUR/USD entre Janeiro de 2004 e Dezembro de 2007	102
Figura 5-3 - Custo do gasóleo consumido para produção de energia eléctrica pela EDA e EEM	103
Figura 6-1 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de AGS	130
Figura 6-2 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de DEE	136
Figura 6-3 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de CEE	142
Figura 7-1 - Análise das diferenças entre o encargo de potência implícito nas Tarifas 2008 e o encargo de potência estimado para 2008	149
Figura 7-2 - Evolução do preço médio ponderado de mercado em Portugal	152

1 INTRODUÇÃO

Neste documento analisa-se o ano de 2007 de todas as actividades reguladas e as actividades de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso referente a 2008, de forma a determinar os ajustamentos a repercutir em 2009. Relativamente a 2007, faz-se uma análise do balanço de energia eléctrica e das contas reguladas, por actividade, das empresas reguladas (REN, EDP Distribuição, EDA e EEM) e comparam-se os valores ocorridos com os que tinham sido considerados para o cálculo das tarifas a vigorar em 2007. Analisam-se e determinam-se as diferenças entre valores reais e provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada actividade.

No que se refere a 2008, calcula-se o valor provisório do ajustamento aos proveitos permitidos das actividades de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso.

O documento encontra-se estruturado da seguinte forma:

- No capítulo 2 compara-se o balanço de energia eléctrica verificado em 2007 com os valores previstos pela ERSE em 2006 para tarifas 2007.
- No capítulo 3 apresentam-se as demonstrações financeiras, por actividade, enviadas pelas empresas reguladas.
- Nos capítulos 4, 5 e 6 analisa-se e procede-se ao cálculo dos ajustes referentes a 2007 de cada uma das actividades reguladas em Portugal continental, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, respectivamente.
- No capítulo 7 calculam-se e justificam-se as principais parcelas do ajustamento provisório relativo a 2008 das actividades de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso.

Finalmente, no capítulo 8, anexam-se os pedidos de esclarecimentos às empresas de alguns valores respeitantes a 2007 e as respostas enviadas pelas empresas.

Todas as referências a artigos, bem como, designações e siglas utilizadas ao longo deste documento estão de acordo com o Regulamento Tarifário emitido pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto, excepto:

- Para a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Compra e Venda de Energia Eléctrica, para a qual se aplica o Regulamento Tarifário emitido pelo Despacho n.º 9 499-A/2003, de 14 de Maio.
- Para o cálculo dos ajustamentos de 2008 o Regulamento Tarifário em vigor, emitido pelo Despacho n.º 22 393/2008, de 29 de Agosto

2 ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA

2.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA NO CONTINENTE

A comparação do balanço de energia eléctrica verificado em 2007 com os valores previstos em 2006 para fixação das tarifas de 2007 evidencia as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão atingiu 50 054 GWh situando-se 2,7% abaixo do valor previsto.
- Os consumos reais no mercado livre (5 373 GWh) e no mercado regulado (40 699 GWh) atingiram 46 012 GWh, o que significa que o desvio relativamente ao previsto foi cerca de -1,6%. Por nível de tensão o maior desvio em termos absolutos ocorreu no nível da BT (- 921 GWh) a que corresponde um desvio relativo na ordem dos 4,1%.
- O mercado liberalizado ficou aquém das estimativas, em cerca de 20% tendo o consumo do mercado liberalizado atingido os 5,4 TWh, enquanto se estimavam 6,7 TWh.
- A taxa de perdas¹ nas redes de distribuição ficou aquém do valor de referência em cerca de 44 pontos percentuais.

Os quadros seguintes permitem comparar os valores reais com os valores enviados pela empresa e com os valores aceites para tarifas.

Quadro 2-1 - Consumo referido à emissão

RUBRICAS	2006 (real)	2007 (real)	Tarifas 2007			Proposta REN para Tarifas 2007 ^[1]		
			GWh	2007 (real - previsto)		GWh	2007 (real - previsto)	
	GWh	GWh		%	GWh		%	
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA (Variação média anual)	49 177 2,6%	50 054 1,8%	51 447 2,8%	-1 393	-2,7%	51 447	-1 393	-2,7%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/emissão)	562 1,14%	577 1,15%	757 1,47%	-180		756 1,47%	-179	
- Compensação síncrona	17	9	40	-31		40	-31	
- Consumos Próprios	10	10	10	1		10	1	
+ Vendas da EDP Distribuição a produtores do SEP e SEN	5	0	10	-10		10	-10	
- PRE não facturada mas incluída no consumo	-24	8	0	8		0	8	
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	48 617 2,9%	49 450 1,7%	50 651 2,4%	-1 201	-2,4%	50 651	-50 651	-100,0%

Nota: ^[1] Balanço de energia eléctrica compatível REN e EDP Distribuição

Fonte: ERSE, REN e EDP Distribuição

¹ Taxa de perdas = Perdas / Fornecimentos de energia eléctrica x 100

Quadro 2-2 - Balanço de energia eléctrica da EDP Distribuição

RUBRICAS	2006 (real)	2007 (real)	Tarifas 2007			Proposta REN para Tarifas 2007 ^[1]		
			GWh	2007 (real - previsto)		GWh	2007 (real - previsto)	
	GWh	GWh		GWh	%		GWh	%
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	48 617	49 510	50 547	-1 037	-2,1%	50 651	-1 141	-2,3%
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 168 7,19%	3 498 7,86%	3 756 8,3%	-258	-6,9%	3 772 8,3%	-274	-7,3%
- Consumos Próprios	0	0	25	-25	-100,0%	25	-25	-100,0%
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	45 459	46 012	46 766	-754	-1,6%	46 854	-842	-1,8%
Clientes do comercializador de último recurso	38 298	40 639	40 050	589	1,5%	40 127	512	1,3%
MAT	1 377	1 528	1 304	224	17,1%	1 304	224	17,1%
AT	5 372	6 265	6 247	18	0,3%	6 247	18	0,3%
MT	8 603	10 291	9 604	687	7,1%	9 629	662	6,9%
BT	22 946	22 556	22 895	-339	-1,5%	22 948	-391	-1,7%
Clientes no mercado	7 161	5 373	6 716	-1 343	-20,0%	6 727	-1 354	-20,1%
MAT	41	4	89	-86	-96,1%	89	-86	-96,1%
AT	98	11	64	-53	-82,5%	62	-51	-81,9%
MT	5 820	4 098	4 720	-623	-13,2%	4 731	-634	-13,4%
BT	1 203	1 261	1 843	-582	-31,6%	1 845	-584	-31,7%

Fonte: ERSE e EDP Distribuição

2.2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A comparação do balanço de energia eléctrica verificado em 2007 com os valores previstos em 2006 para fixação das tarifas de 2007 evidencia as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão, na Região Autónoma dos Açores atingiu os 787,6 GWh situando-se 2,6% abaixo do previsto em tarifas de 2007.
- As aquisições a produtores do SIA registaram, em 2007, um desvio positivo de 15,6 GWh. Este diferencial é explicado em grande parte pela energia geotérmica. Realce-se o acréscimo substancial ocorrido ao nível da aquisição de energias renováveis pela EDA, entre 2006 e 2007, que ascendeu a cerca de 72,0%.
- Os fornecimentos no Mercado Regulado atingiram 726,4 GWh, o que significa que o desvio relativamente ao previsto foi na ordem dos -1,3%. Por nível de tensão verificou-se um desvio no na MT na ordem dos -0,7% (-1,8 GWh) relativamente ao previsto, enquanto que os consumos em BT ficaram aquém das previsões em 1,6% (-7,6 GWh).
- A taxa de perdas² foi inferior ao valor previsto, em 1,5 pontos percentuais.

² Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos x 100

Quadro 2-3 - Balanço de energia eléctrica da EDA

	2006 (real)	2007 (real)	Tarifas 2007 = Proposta EDA		
			MWh	2007 (real - previsto)	
	MWh	MWh		MWh	%
Produção					
Centrais da EDA	650 154	580 349	618 792	-38 443	-6,2%
Consumo e perdas nas centrais	18 330	17 328	18 771	-1 443	-7,7%
Emissão própria	631 824	563 021	600 021	-37 000	-6,2%
Outros produtores do SPA	0	0	0	0	
Produtores do SIA	130 545	224 592	208 957	15 635	7,5%
Consumo referido à emissão	762 369	787 613	808 978	-21 365	-2,6%
Consumos próprios	1 861	1 887	1 910	-23	
Fornecimentos	701 308	726 378	735 756	-9 378	-1,3%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0	0	0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	701 308	726 378	735 756	-9 378	-1,3%
MT	264 562	275 074	276 883	-1 809	-0,7%
BT	436 746	451 304	458 873	-7 569	-1,6%
Energia saída da rede	703 169	728 265	737 666	-9 401	-1,3%
Perdas na rede	59 200	59 347	71 312	-11 965	-16,8%
Taxa de perdas^[1]	8,44%	8,17%	9,69%		-1,52 p.p.

Nota: ^[1]Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos x 100

Fonte: EDA

2.3 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

O balanço de energia eléctrica da EEM é apresentado no Quadro 2-4. São analisados os valores verificados em 2006 e em 2007 e os valores aceites em 2006 para o processo de cálculo das tarifas para 2007. Da análise do quadro evidenciam-se os seguintes pontos:

- Entre 2006 e 2007, o total da energia entrada na rede apresenta um ligeiro acréscimo de 0,6% resultante de um ligeiro aumento de 0,2% na emissão própria e de um aumento na quantidade de energia adquirida a outros produtores do SPM (4,7%) e de uma diminuição da quantidade de energia adquirida a produtores do SIM (-8,5%). O consumo e as perdas nas centrais apresentam um desvio positivo entre 2006 e 2007 num contexto em que, o nível de consumo e perdas em

2007 mantém o rácio face ao consumo das centrais da EEM verificado nos anos anteriores. O consumo referido à emissão apresenta, igualmente, um ligeiro crescimento de 0,6% entre 2006 e 2007, sendo este valor inferior ao total da energia entrada na rede em sequência da contabilização de 1 369 MWh de energia utilizada em bombagem em 2007. Por comparação com os valores previstos para o processo de cálculo das tarifas de 2007, o consumo referido à emissão em 2007 apresenta um desvio negativo de 68 838 MWh (-7,0%, em termos relativos), resultante de um menor nível de energia entrada na rede (-70 770 MWh) e conseqüentemente, de um menor nível de energia utilizada em bombagem, traduzidos numa quebra de 1 931 MWh, em termos absolutos. Apesar do decréscimo na quantidade de energia adquirida a produtores do SIM (-15,9%) e o crescimento na quantidade de energia adquirida a outros produtores do SPM (4,9%), entre os valores verificados em 2007 e os previstos para o cálculo das tarifas de 2007, o peso da emissão própria da EEM na quantidade total de energia entrada na rede explica o decréscimo referido anteriormente, uma vez que a produção das centrais da EEM apresenta um desvio negativo de 9,6% (- 72 453 MWh, em termos absolutos), entre o valor verificado em 2007 e o aceite para tarifas de 2007.

- O fornecimento de energia eléctrica no mercado regulado em 2007 atingiu 839 749 MWh, traduzindo-se num decréscimo de 65 365 MWh face aos valores previstos em 2006 para tarifas de 2007. Para esta evolução contribuiu o desvio negativo de 22 117 MWh no fornecimento em AT/MT, representando uma variação de -11,3%, e o desvio negativo de 43 248 MWh no fornecimento em BT, traduzindo-se numa variação negativa de 6,1% face ao previsto em 2006 no processo de cálculo das tarifas para 2007.
- A taxa de crescimento dos fornecimentos no mercado regulado entre 2006 e 2007 foi de apenas 0,8%, em sequência de um crescimento inexpressivo dos fornecimentos em BT (+0,1%). Os fornecimentos em MT apresentam um acréscimo de 3,4%, entre 2006 e 2007.
- As perdas nas redes apresentam em 2007 o valor de 79 916 MWh, traduzindo-se num decréscimo de 4,0% relativamente aos valores previstos em 2006 para o processo de cálculo das tarifas para 2007 (desvio de -3 354 MWh). Entre 2006 para 2007, o nível de perdas decresceu 0,6%.
- A taxa de perdas verificada em 2007 foi de 9,5%, valor inferior em 0,13 pontos percentuais face à taxa verificada no ano anterior, e superior em 0,32 pontos percentuais por comparação com a taxa prevista em 2006 no processo de cálculo de tarifas para 2007. A redução verificada no nível de perdas entre 2006 e 2007, bem como o ligeiro acréscimo nos fornecimentos para igual período, explicam a quebra no valor da taxa de perdas verificada em 2007.

Quadro 2-4 - Balanço de energia eléctrica da EEM

	2006 (real)	2007	Δ% 2007/2006	Previsto em 2006 para Tarifas 2007	2007 (real - previsto)	
	MWh				MWh	%
Produção						
Centrais da EEM	680 131	683 125	0,4%	755 579	-72 453	-9,6%
Consumo e perdas nas centrais	15 876	17 593		20 172	-2 580	
Emissão própria	664 254	665 533	0,2%	735 406	-69 874	-9,5%
Outros produtores do SPM	192 351	201 485	4,7%	192 000	9 485	4,9%
Produtores do SIM	60 003	54 919	-8,5%	65 300	-10 381	-15,9%
Total da energia entrada na rede	916 609	921 936	0,6%	992 706	-70 770	-7,1%
Bombagem	1 949	1 369	-29,8%	3 300	-1 931	-58,5%
Consumo referido à emissão	914 660	920 568	0,6%	989 406	-68 838	-7,0%
Consumos próprios	867	902	4,0%	1 022	-120	-11,7%
Compensação síncrona						
Fornecimentos	833 402	839 749	0,8%	905 114	-65 365	-7,2%
Entregas a clientes no Mercado Livre	0	0				
Fornecimentos no Mercado Regulado	833 402	839 749	0,8%	905 114	-65 365	-7,2%
AT/MT	168 580	174 349	3,4%	196 466	-22 117	-11,3%
BT	664 822	665 400	0,1%	708 648	-43 248	-6,1%
Energia saída da rede	834 269	840 651	0,8%	906 136	-65 484	-7,2%
Perdas nas redes	80 390	79 916	-0,6%	83 270	-3 354	-4,0%
Taxa de perdas ⁽¹⁾	9,6%	9,5%	-0,13 p.p.	9,2%		0,32 p.p.

Nota: ⁽¹⁾ Taxa de perdas = perdas na rede / fornecimentos *100

3 DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DAS EMPRESAS REGULADAS

3.1 REN TRADING

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário, a *REN Trading* enviou à ERSE um relatório financeiro sumário das actividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2007.

A *REN Trading* enviou igualmente o relatório de gestão e os documentos de prestação de contas referentes ao exercício de 2007.

Os Balanços e Demonstrações de Resultados que se apresentam nos quadros seguintes representam os valores que a *REN Trading* considerou para a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica.

Quadro 3-1 - Balanço da REN Trading, S.A. em 2007

	Un: Mil euros
ACTIVO	
CIRCULANTE	
Dívidas de terceiros - Curto prazo:	
Clientes c/c	16.152
Estado e outros entes públicos	1.398
Outros devedores	11.898
	<u>29.449</u>
Depósitos bancários e caixa:	
Depósitos bancários	49.038
	<u>49.038</u>
Acréscimos e diferimentos:	1.036
Acréscimos de proveitos	
Custos diferidos	
Impostos diferidos activos	4.715
	<u>5.751</u>
TOTAL DO ACTIVO	<u>84.238</u>
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO	
CAPITAL PRÓPRIO:	
Capital social	50
Resultados transitados	
Subtotal	<u>50</u>
Resultado líquido do exercício	384
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO	<u>434</u>
PASSIVO:	
Fornecedores c/c	796
Estado e outros entes públicos	4.757
Outros credores	0
	<u>5.553</u>
Acréscimos e diferimentos:	
Acréscimos de custos	78.251
	<u>78.251</u>
TOTAL DO PASSIVO	<u>83.804</u>
TOTAL DO CAPITAL PRÓPRIO E DO PASSIVO	<u>84.238</u>

Fonte: REN Trading

Quadro 3-2 - Demonstração de Resultados da REN Trading, S.A., em 2007

Un:Mil euros

PROVEITOS E GANHOS REGULADOS	355.210,47
Venda energia - Mercado nacional	242.316,51
VPP - Prémio de Opção	6.758,53
VPP - Energia	8.281,35
Venda energia - Mercado internacional	10.033,94
Energia eléctrica	10.033,94
Contratos financeiros	0,00
Ajustamentos AEE	12.087,46
Custos funcionamento CVEEAC	337,39
Trading-CMEC	17.148,00
Diferencial custo aquisição energia a produtores com CAE	51.160,00
Facturação Agentes Mercado	7.087,28
Desvios por defeito	0,00
Desvios por excesso	1.230,18
Regulação a baixar	0,00
Regulação a subir	4.170,79
Banda de regulação-Disponibilidade	1.686,31
CUSTOS E PERDAS REGULADOS	337.419,71
Compra energia - Mercado nacional	13.290,66
Custos fixos CAE	110.033,80
Potência térmica	110.033,80
Custos variáveis CAE	167.798,69
Combustíveis	160.386,79
Acordo AGC	4.856,14
Arranques	1.043,55
Telerregulação	183,51
Outros encargos	1.328,70
Compra energia - Mercado internacional	3.310,58
Energia	3.310,58
Contratos financeiros	0,00
Ajustamentos AEE (Trf. Trading)	12.087,46
Trading CMEC	17.148,00
Facturação Agentes Mercado	13.021,04
Desvios por defeito	2.734,66
Desvios por excesso	0,00
Regulação a baixar	9.317,69
Regulação a subir	968,69
Banda de regulação-Disponibilidade	0,00
Fornecimentos e serviços externos	715,06
Impostos	12,23
Custos com pessoal	0,00
Outros custos operacionais	2,20
Amortizações do exercício	0,00
Provisões do exercício	0,00
RESULTADO OPERACIONAL REGULADO	17.790,76
Remuneração do imobilizado	0,00
Juros de desvios tarifários	0,00
RESULTADO OPERACIONAL PERMITIDO	0,00
EXCESSO/INSUFICIÊNCIA DE PROVEITOS TOTAL	17.790,76
Desvio tarifário - Gerado	-17.790,76
Ganhos comerciais	0,00
Proveitos e ganhos financeiros	526,80
Proveitos e ganhos extraordinários	0,00
PROVEITOS NÃO REGULADOS	-17.263,96
Provisões do exercício	0,00
Custos e perdas financeiros	4,71
Custos e perdas extraordinários	0,00
CUSTOS NÃO REGULADOS	4,71
RESULTADOS NÃO REGULADOS	-17.268,67
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS	522,09
Imposto estimado	138,35
RESULTADO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	383,73

Fonte: REN Trading

3.2 REN

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 1 emitida pela ERSE, a REN enviou à ERSE um relatório financeiro sumário das actividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2007.

A REN enviou igualmente o relatório de gestão e os documentos de prestação de contas referentes ao exercício de 2007.

Os Balanços e Demonstrações de Resultados que se apresentam nos quadros seguintes representam os valores que a REN considerou para cada uma das actividades reguladas.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-3 - Balanço da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2007

ACTIVO	Aquisição de Energia Eléctrica		Gestão Global do Sistema		Transporte de Energia Eléctrica	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Rubricas						
IMOBILIZADO LIQUIDO						
Imobilizações Incorpóreas		6	23	16	53	55
Imobilizações Corpóreas em Exploração	4.535		432.737	440.188	1.296.830	1.152.730
Imobilizado em Curso	122		1.007	6.407	152.381	129.456
Investimento Financeiro						
	0	4.663	433.766	446.611	1.449.264	1.282.241
CIRCULANTE						
Existências						
Materiais Diversos e Produtos e Trabalhos em Curso			134	134	755	811
	0	0	134	134	755	811
Dívidas de Terceiros - médio e longo prazo						
Clientes (v. líquido)						
Outros Devedores		10	34	25	121	120
	0	10	34	25	121	120
Dívidas de Terceiros - curto prazo						
Clientes (v. líquido)	0	202.135	29.002	43.745	20.588	16.854
Estado e Outros Entes Públicos	0	99.500			25.239	8.005
Outros Devedores (v. líquido)	0	144	1.118	3.810	6.821	4.782
	0	301.779	30.120	47.555	52.647	29.641
Depósitos Bancários e Caixa		194	473	229	2.645	618
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS						
Acréscimos de Proveitos	112.358	397.267	474.649	255.459	23.961	35.396
Custos Diferidos		1.373	3.439	2.513	8.390	8.911
	112.358	398.640	478.088	257.972	32.351	44.307
TOTAL DO ACTIVO	112.358	705.286	942.616	752.525	1.537.784	1.357.738
CAPITAL PRÓPRIO E PASSIVO						
Rubricas						
CAPITAIS PRÓPRIOS						
Capital, Reservas e Resultados Transitados	23.470	21.428	245.207	239.290	310.454	299.675
Resultado Líquido do Exercício	12.616	32.624	11.187	17.645	38.281	42.125
Dividendos antecipados		-5.160		-2.791		-6.663
	36.086	48.892	256.394	254.144	348.735	335.137
PASSIVO						
Provisão para riscos e encargos		2.344	8.020	5.162	23.311	21.540
	0	2.344	8.020	5.162	23.311	21.540
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo						
Empréstimos	1.142	46.322	86.990	67.548	183.593	125.113
Outros Credores		990	900			
	1.142	47.312	87.890	67.548	183.593	125.113
Dívidas a Terceiros - Curto prazo						
Empréstimos	25.001	160.534	321.520	286.363	721.843	623.628
Dívidas a Instituições de Crédito	0	300.011	28.052	2.996	21.612	10.707
Fornecedores c/c	0	181	1.560	987	61.648	71.856
Fornecedores de Imobilizado	16.087	487	35.828	29.279	21.127	44.609
Estado e Outros Entes Públicos	0	81	1.781	1.678	1.871	4.090
Outros Credores						
	41.088	461.294	388.740	321.303	828.102	754.890
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS						
Acréscimos de Custos	4.558	38.694	38.219	1.939	6.840	4.017
Proveitos Diferidos	29.485	106.750	163.352	102.430	147.202	117.041
	34.042	145.445	201.572	104.369	154.041	121.058
TOTAL DO PASSIVO	76.272	656.394	686.222	498.382	1.189.048	1.022.601
TOTAL CAPITAL PRÓPRIO e do PASSIVO	112.358	705.286	942.616	752.525	1.537.783	1.357.738

Fonte: REN

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-4 - Demonstração de Resultados da REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A. em 2007

Rubricas	Unid. Mil Euros					
	Aquisição de Energia Eléctrica		Gestão Global do Sistema		Transporte de Energia Eléctrica	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
PROVEITOS E GANHOS (A)	817.946	2.085.657	286.134	346.621	209.257	184.068
Vendas						
De energia eléctrica						
SEP	958.538	2.546.476	212.795	457.080	198.772	172.911
SENV	3.832	13.609				
Exportação	9.539	102.274				
Interruptibilidade	-22.242	-41.213	-21.972			
Tarifa transfronteiriça					1.388	332
Certificados verdes		19.810				
Défice tarifário AT - Limitação de tarifa a clientes finais	-29.143	-263.566				
Défice tarifário BT - Regiões autónomas	1.915	4.870				
Desvio tarifário fixo 2004		2.732		-50.908		-6.112
Desvio tarifário fixo 2005		-299.551	-17.095	-62.478	-9.544	
Desvio tarifário fixo 2006	-99.870		-12.125			
Desvio tarifário variável recebido	-55.405					
Ajustamentos AEE - Transferidos da Trading	50.579					
Custos funcionamento CVEEAC			1.052			
Trading CMEC			21.803			
Facturação do Agente de Mercado			97.837			
Materiais diversos						
Prestações de serviços			913	1.420	877	426
Variação da produção						
Proveitos Suplementares	11	20	157	145	307	146
Subsídios						
Trabalhos para a própria empresa (exclui encargos financeiros)	0	2	1.007	1.116	10.730	9.800
Outros proveitos e ganhos operacionais	155	69	1.361	114	575	712
Reversões e ajustamentos						
Proveitos e ganhos financeiros - Rendas	19	17	319	102	262	186
Proveitos e ganhos extraordinários	17	108	81	30	5.892	5.668
CUSTOS E PERDAS (B)	907.262	2.427.257	252.598	414.983	125.802	120.237
Custo das mercadorias vendidas e consumidas						
Energia Eléctrica	882.960	2.395.120	46.076	353.155		124
Tarifa transfronteiriça					4.904	3.917
Correcção de hidraulicidade	20.498	25.106				
Trading CMEC			21.803			
Diferencial custo aquisição energia a produtores com CAE			31.858			
Facturação do Agente de Mercado			101.448			
Custos funcionamento CVEEAC			268			
Materiais diversos					659	643
Fornecimentos e serviços externos	1.320	2.228	5.040	2.793	22.467	21.976
Impostos	10	111	173	516	724	492
Custos com o pessoal	1.697	3.159	8.029	6.275	23.643	22.888
Amortizações	468	939	21.824	21.433	70.082	63.322
Provisões	91	164	423	336	1.771	3.165
Outros custos e perdas operacionais	18	16	15.613	30.055	430	554
Custos e perdas extraordinárias	200	413	43	420	1.121	3.156
RESULTADOS P/ EFEITOS DE REGULAÇÃO (C) = (A) - (B)	-89.316	-341.600	33.535	-68.361	83.456	63.831
Desvio tarifário 2006		392.686		97.747		5.642
Desvio tarifário 2007	111.263		931		-3.720	
RESULTADOS REGULADOS APÓS CONTABILIZAÇÃO DO DIFERENCIAL (D)	21.947	51.086	34.466	29.386	79.736	69.473
PROVEITOS E GANHOS (E)	8	6.975	56	-51	6.834	4.811
Prestações de serviços						
Proveitos Suplementares						
Subsídios						
Trabalhos para a própria empresa (encargos financeiros)	0	1	33	21	6.802	4.585
Outros proveitos e ganhos operacionais						
Proveitos e ganhos financeiros	8	64	22	99	32	150
Proveitos e ganhos extraordinários		6.910		-170		75
CUSTOS E PERDAS (F)	9.339	25.437	23.335	11.691	48.288	32.159
Fornecimentos e serviços externos						
Impostos						
Custos com o pessoal						
Amortizações						
Provisões						
Outros custos e perdas operacionais						
Custos e perdas financeiras	4.813	5.696	19.388	8.755	34.596	17.351
Custos e perdas extraordinárias		6.800		1.326		1.245
IRC	4.526	12.941	3.947	1.610	13.692	13.564
RESULTADOS NÃO ACEITES P/ EFEITOS DE REGULAÇÃO (G) = (E) - (F)	-9.331	-18.462	-23.280	-11.741	-41.454	-27.349
RESULTADOS LÍQUIDOS (H) = (D) + (G)	12.616	32.623	11.187	17.644	38.281	42.125

Fonte: REN

3.3 EDP DISTRIBUIÇÃO

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 1 emitida pela ERSE, a EDP Distribuição enviou à ERSE um relatório financeiro sumário das actividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2007.

Nos quadros seguintes apresentam-se o Balanço e a Demonstração de Resultados das actividades reguladas da EDP Distribuição.

Quadro 3-5 - Balanço da EDP Distribuição em 2007

Activo	OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO		
	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Redes	Compra Venda Acesso Rede Transporte
	2007	2007	2007
IMOBILIZADO			
Imobilizações Incorpóreas	3.054	142	
Amortização Acumulada do Imobilizado Incorpóreo	-2.477	-19	
Imobilizações Corpóreas	10.623.073	1.175.599	
Amortização Acumulada do Imobilizado Corpóreo	-6.501.721	-935.037	
Imobilizado em Curso	241.562	10.989	
Investimento Financeiro		10.100	
	4.363.490	261.774	
CIRCULANTE			
Existências			
Materiais Diversos	15.639	2.974	
	15.639	2.974	
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazos			
Empresas do Grupo - empréstimos ^[1]		115.000	
Activo Regulatório PAR	296.454	53.208	
	296.454	168.208	
Dívidas de Terceiros			
Clientes C/ Corrente	171.389	256.325	
Provisões para Clientes	-73.671	-4.727	
Empresas do Grupo - empréstimos ^[1]			36.420
Estado e Outros Entes Públicos	110.329	3.357	
Outros Devedores	47.447	3.769	0
Provisões para Outros Devedores	-7.775	-919	
	247.719	257.805	36.420
Títulos Negociáveis			
Depósitos Bancários e Caixa	24.467	3.179	
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS			
Acréscimos de Proveitos	245.541	147.599	-3.232
Valor para ajustamento	56.347	1.849	-3.232
Acessos a facturar	186.111	145.496	
Outros Proveitos	3.083	254	
Custos Diferidos	173.799	21.530	7.275
Grandes Reparações	124		
Impostos diferidos	167.149	21.519	7.275
Outros Custos	6.525	11	
	419.340	169.129	4.043
TOTAL DO ACTIVO	5.367.108	863.069	40.464

Nota:

^[1] Empréstimos Grupo = Sistema financeiro Holding + Empréstimos entre Actividades

Fonte: EDP Distribuição

Quadro 3-6 - Balanço da EDP Distribuição em 2007 (cont)

Passivo e Capitais Próprios	OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO		
	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Redes	Compra Venda Acesso Rede Transporte
	2007	2007	2007
CAPITAIS PRÓPRIOS			
Capital + Reservas + Resultados Transitados	1.287.503	126.345	1.135
Resultado Líquido do Exercício	37.837	-9.229	12.732
Dividendos Antecipados			
Total do Capital Próprio	1.325.340	117.116	13.866
PASSIVO			
Provisão para riscos e encargos			
Provisão para pensões e actos médicos	754.226	116.803	
Outras provisões	60.102	4.230	
	814.328	121.033	
Dividas a Terceiros - Médio e longo prazo			
Divida a Instituições de Crédito			
Empresas do Grupo - empréstimos ^[1]	815.588	70.812	
Outros Credores	661	49	
Imobilizado (DL 344-B/82)	1.218		
	817.467	70.861	
Dividas a Terceiros - Curto prazo			
Fornecedores c/c	41.110	97.911	
Empresas do Grupo - empréstimos ^[1]	615.888	427.647	
Divida a Instituições de Crédito			
Estado e Outros Entes Público	96.474	4.306	
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	27.592	5.424	
Outros Credores	20.523	1.098	
	801.587	536.386	
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS			
Acréscimos de Custos	57.446	3.938	27.454
Remunerações a Liquidar	34.184	4.054	
Valor para ajustamento	-7.077	-1.397	27.454
Outros	30.340	1.281	
Proveitos Diferidos	1.550.941	13.736	-856
Subsídios para Investimento	1.486.291	11.884	
Impostos Diferidos	64.649	1.851	-856
Outros			
	1.608.387	17.673	26.597
Total do Passivo	4.041.769	745.953	26.597
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	5.367.108	863.069	40.464

Nota:

^[1] Empréstimos Grupo = Sistema financeiro Holding + Empréstimos entre Actividades

Fonte: EDP Distribuição

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-7 - Demonstração de resultados da EDP Distribuição em 2007

Rubricas	OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO		
	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Redes	Compra Venda Acesso Rede Transporte
	2007	2007	2007
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	1.326.939	181.548	868.180
Vendas			
De energia eléctrica	1.116.526	150.514	889.932
Materiais diversos	4.556	852	
Ajustamento tarifário	-53.727	-3.067	-21.752
Défice tarifário			
Transf. Entre Actividades			
Prestações de serviços	33.006		
Variação da produção			
Trabalhos para a própria empresa	129.590	23.373	
Proveitos suplementares	5.662	3	
Subsídios à exploração	938		
Compensação de Amortizações de Imobiliz. Subsidiados	78.231	6.280	
Outros proveitos e ganhos operacionais	9.509	995	
Reversões de Amortizações e Ajustamentos	2.649	2.597	
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	1.276.147	201.805	865.551
Custo das mercadorias vendidas e consumidas	67.835	12.550	865.551
Aquisições à RNT			444.463
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			421.088
Aquisições OMIP			
Materiais diversos	67.835	12.550	
Transf. Entre Actividades			
Fornecimentos e serviços externos	162.928	57.415	
Custos com o pessoal	290.920	44.725	
Amortizações	306.411	49.891	
Provisões, Amortizações e Ajustamentos Dividas Clientes	200.185	33.238	
Impostos	1.643	71	
Outros custos e perdas operacionais	246.225	3.914	
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	50.792	-20.257	2.630
Proveitos e ganhos financeiros (D)	8.499	997	
Custos e perdas financeiras (E)	82.472	7.162	
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-73.973	-6.165	
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	-23.181	-26.421	2.630
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	95.630	11.526	
Custos e perdas extraordinários (I)	8.581	990	
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	87.049	10.536	
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	63.868	-15.885	2.630
IRC (L)	26.031	-6.656	-10.102
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	37.837	-9.229	12.732

Fonte: EDP Distribuição

3.4 EDP SERVIÇO UNIVERSAL, SA

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário, a EDP Serviço Universal enviou à ERSE um relatório financeiro sumário das actividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2007.

Nos quadros seguintes apresentam-se o Balanço e a Demonstração de Resultados das actividades reguladas da EDP Serviço Universal.

Quadro 3-8 - Balanço da EDP Serviço Universal em 2007

Activo	Comercializador de Último Recurso		
	Comercialização	Compra Venda Energia Eléctrica	C. e V. Acesso Rede Transp. Dist.
	2007	2007	2007
IMOBILIZADO			
Imobilizações Incorpóreas			
Amortização Acumulada do Imobilizado Incorpóreo			
Imobilizações Corpóreas	8		
Amortização Acumulada do Imobilizado Corpóreo			
Imobilizado em Curso			
Investimento Financeiro			
	8		
CIRCULANTE			
Existências			
Materiais Diversos			
Dividas de Terceiros Médio e Longo Prazos			
Empréstimos Grupo [1]	28.336		
	28.336		
Dividas de Terceiros			
Clientes C/ Corrente	522.972		
Provisões para Clientes	-120.326		
Empréstimos Grupo [1]	254.946		
Estado e Outros Entes Públicos	1.055		
Outros Devedores	33.314	198.743	
Provisões para Outros Devedores			
	691.961	198.743	
Títulos Negociáveis			
Depósitos Bancários e Caixa	131		
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS			
Acréscimos de Proveitos	241.537	213.866	
Valor para ajustamento	-55	139.955	
Energia a facturar	234.405		
Outros Proveitos	7.187	73.911	
Custos Diferidos	3.565		
Grandes Reparações			
Impostos diferidos	3.565		
Outros Custos			
	245.102	213.866	
TOTAL DO ACTIVO	965.537	412.609	

Nota:

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

Fonte: EDP Serviço Universal

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-9 - Balanço da EDP Serviço Universal em 2007 (cont)

Passivo e Capitais Próprios	Comercializador de Último Recurso		
	Comercialização	Compra Venda Energia Eléctrica	C. e V. Acesso Rede Transp. Dist.
	2007	2007	2007
CAPITAIS PRÓPRIOS			
Capital + Reservas + Resultados Transitados	10.100		
Resultado Líquido do Exercício	25.189	-60.286	
Dividendos Antecipados			
Total do Capital Próprio	35.289	-60.286	
PASSIVO			
Provisão para riscos e encargos			
Provisão para pensões e actos médicos	1.519		
Outras provisões	4.022		
	5.541		
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo			
Dívida a Instituições de Crédito			
Empresas do Grupo - empréstimos ^[1]	115.000		
Outros Credores	22.627		
Imobilizado (DL 344-B/82)			
	137.627		
Dívidas a Terceiros - Curto prazo			
Fornecedores c/c	362.993		
Empresas do Grupo - empréstimos ^[1]	62.193	255.072	
Dívida a Instituições de Crédito			
Estado e Outros Entes Público	208		
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente			
Outros Credores	19.097		
	444.491	255.072	
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS			
Acréscimos de Custos	301.005	123.147	
Remunerações a Liquidar	232		
Valor para ajustamento			
Aquisição de acessos	300.772	76.001	
Outros		47.146	
Proveitos Diferidos	41.584	94.676	
Subsídios para Investimento			
Impostos Diferidos	-8	84.316	
Outros	41.592	10.360	
	342.589	217.822	
Total do Passivo	930.248	472.895	
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	965.537	412.609	

Nota:

^[1] Empréstimos Grupo = Sistema financeiro Holding + Empréstimos entre Actividades

Fonte: EDP Serviço Universal

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-10 - Demonstração de resultados da EDP Serviço Universal em 2007

Rubricas	COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO		
	Comercialização	Compra Venda Energia Eléctrica	Compra Venda Acesso Redes Transp. Dist.
	2007	2007	2007
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	103.423	2.784.015	1.998.282
Vendas			
De energia eléctrica	93.754	2.563.513	1.998.282
Materiais diversos			
Ajustamento tarifário	-4.435	171.464	
Défice tarifário		49.039	
Transf. Entre Actividades			
Prestações de serviços	7.647		
Variação da produção			
Trabalhos para a própria empresa			
Proveitos suplementares	10		
Subsídios à exploração			
Compensação de Amortizações de Imobiliz. Subsidiados			
Outros proveitos e ganhos operacionais			
Reversões de Amortizações e Ajustamentos	6.446		
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	146.585	2.786.881	1.998.282
Custo das mercadorias vendidas e consumidas		2.786.881	1.998.282
Aquisições à RNT		979.432	
Aquisições à RNT-Défice Tarif BT Reg Autónomas		908	
Aquisições à RNT-Défice Tarif BT		-13.819	
Acerto de contas		6.402	
Serviços de sistema		10.276	
Aquisições aos PRE		533.742	
Aquisições em mercado		1.269.940	
Acessos			1.998.282
Materiais diversos			
Fornecimentos e serviços externos	123.387		
Custos com o pessoal	1.189		
Amortizações			
Provisões	20.888		
Impostos	9		
Outros custos e perdas operacionais	1.111		
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	-43.162	-2.866	
Proveitos e ganhos financeiros (D)	26.125	4.271	
Custos e perdas financeiras (E)	31.138		
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-5.013	4.271	
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	-48.176	1.405	
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	772		
Custos e perdas extraordinários (I)	56		
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	716		
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	-47.459	1.405	
IRC (L)	-72.649	61.691	
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	25.189	-60.286	

Fonte: EDP Serviço Universal

3.5 EDA

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 7 emitida pela ERSE, a EDA enviou à ERSE um relatório financeiro sumário das actividades reguladas, bem como diversa informação adicional, relativamente a 2007.

Nos quadros seguintes apresentam-se o Balanço e a Demonstração de Resultados das actividades reguladas da EDA.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-11 - Balanço da EDA em 2007

Unidade: 10³ EUR

ACTIVO	EDA	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	257	257	0	0
Imobilizações Corpóreas	372 805	178 341	188 900	5 564
Imobilizado em Curso	23 528	7 702	15 506	320
Investimento Financeiro	36 784	36 784	0	0
	433 374	223 084	204 407	5 883
CIRCULANTE				
Existências				
Materiais Diversos, Produtos e Trabalhos em Curso	4 325	2 679	1 597	49
	4 325	2 679	1 597	49
Dívidas de Terceiros				
Clientes (valor líquido)	7 885	5 662	1 824	399
Estado e Outros Entes Públicos	3 431	1 807	1 435	188
Outros Devedores (valor líquido)	2 058	1 739	285	33
	13 374	9 208	3 545	621
Depósitos Bancários e Caixa	1 743	1 090	492	162
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proveitos	44 876	37 846	6 331	699
Custos Diferidos	12 225	6 942	4 509	774
	57 101	44 789	10 840	1 472
TOTAL DO ACTIVO	509 918	280 849	220 881	8 187

CAPITAL PRÓPRIO e PASSIVO	EDA	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
CAPITAIS PRÓPRIOS				
Capital, Reservas, Resultados Transitados	92 454	67 745	30 190	-5 482
Resultado Líquido do Exercício	10 742	6 251	3 720	771
Total do Capital Próprio	103 196	73 997	33 910	-4 710
PASSIVO				
Provisão para riscos e encargos	0	0	0	0
	0	0	0	0
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo				
Empréstimos	216 384	113 070	99 026	4 288
Outros Credores	0	0	0	0
	216 384	113 070	99 026	4 288
Dívidas a Terceiros - Curto prazo				
Empréstimos	31 659	16 543	14 488	627
Fornecedores c/c	13 783	8 691	3 900	1 192
Estado e Outros Entes Público	6 051	3 874	1 859	318
Fornecedores de Imobilizado	13 780	5 544	7 644	592
Outros Credores	2 565	856	385	1 323
	67 837	35 508	28 277	4 053
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Custos	47 649	26 241	16 914	4 494
Proveitos Diferidos	74 851	32 033	42 755	63
	122 500	58 274	59 669	4 557
Total do Passivo	406 721	206 852	186 971	12 898
TOTAL do CAPITAL PRÓPRIO e do PASSIVO	509 918	280 849	220 881	8 187

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-12 - Demonstração de Resultados da EDA 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)	99 817	594	14 114	22 269	36 977	791	6 475	7 266	144 060
Vendas									
De energia eléctrica	61 500	391	8 100	11 716	20 207	1 410	3 400	4 810	86 517
Compensação tarifária	37 728	152	3 950	5 892	9 995	-889	1 913	1 024	48 747
Ajustamento	0				0			0	0
Materiais diversos	0				0			0	0
Prestações de serviços	0	0	0	469	469	0	368	368	837
Variação da produção	0	0	0	0	0			0	0
Trabalhos para a própria empresa (exclui enc. Financeiros)	442	40	1 714	3 888	5 642	264	725	989	7 073
Proveitos suplementares	69	8	142	202	351	1	14	14	435
Subsídios à exploração	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais	78	3	208	102	313	4	57	61	451
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	95 057	393	11 238	19 454	31 085	539	6 643	7 182	133 323
Custo das mercadorias vendidas e consumidas									
Compras de Energia Eléctrica	18 283				0			0	18 283
Combustíveis	49 291		41		41			0	49 332
Materiais Diversos	1 785	2	1 453	3 116	4 571	149	395	544	6 901
Fornecimentos e serviços externos	3 385	49	2 196	2 983	5 228	145	2 770	2 915	11 528
Custos com o pessoal	11 331	161	4 116	7 252	11 529	152	2 931	3 083	25 942
Amortizações	10 692	175	3 211	5 846	9 233	69	494	563	20 487
Provisões e ajustamentos	45	0	4	6	9	23	38	61	115
Impostos	214	5	181	74	260	1	15	16	489
Outros custos e perdas operacionais	32	0	36	177	213	0	1	1	246
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	4 760	201	2 876	2 814	5 892	252	-167	84	10 737
Proveitos e ganhos financeiros (D1)	7 900	10	223	325	558	45	459	504	8 962
Encargos financeiros imputados ao investimento (D2)	666	48	541	386	975	9	35	44	1 685
Custos e perdas financeiras (E)	7 358	116	2 571	3 756	6 443	25	257	282	14 083
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D1 + D2) - (E)	1 209	-58	-1 807	-3 045	-4 910	29	237	266	-3 435
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	5 969	144	1 070	-231	982	280	70	350	7 301
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	1 862	56	911	1 336	2 302	41	1	41	4 205
Custos e perdas extraordinários (I)	60	1	42	35	78	1	9	10	148
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	1 802	55	869	1 300	2 224	40	-8	32	4 057
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	7 770	198	1 938	1 070	3 206	320	61	382	11 358
IRC (L)	1 519	-9	-205	-299	-513	-35	-355	-390	616
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	6 251	207	2 143	1 369	3 719	355	417	772	10 743

Fonte: EDA

3.6 EEM

Dando cumprimento ao estipulado no Regulamento Tarifário e ao estabelecido na Norma Complementar n.º 10, a EEM procedeu ao envio de um relatório financeiro sumário das actividades reguladas bem como de diversa informação adicional, referente ao ano de 2007.

Os quadros seguintes apresentam os valores enviados pela EEM para as três actividades reguladas, relativos às contas do Balanço e da Demonstração de Resultados, sendo que o valor apurado para a EEM resulta da soma das actividades reguladas.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-13 - Balanço da EEM em 2007

Unidade: 10³ EUR

ACTIVO	EEM	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	6 971	6 867	95	9
Imobilizações Corpóreas em exploração	296 224	154 607	134 923	6 693
Imobilizado em Curso	15 975	5 190	10 678	107
Investimento Financeiro	7 448	2 955	3 264	1 228
	326 617	169 619	148 960	8 038
CIRCULANTE				
Existências				
Matérias Primas e Materiais Diversos	16 285	11 346	4 937	3
	16 285	11 346	4 937	3
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazos				
Protocolos com Entidades Oficiais	46 345	30 328	12 509	3 508
	46 345	30 328	12 509	3 508
Dívidas de Terceiros				
Clientes C/ Corrente	69 309	46 420	18 829	4 060
Clientes Cobrança Duvidosa	232	144	68	20
Accionistas	6 278	4 673	1 207	397
Estado e Outros Entes Públicos	4 166	3 160	966	40
Outros Devedores	3 201	960	1 618	622
	83 185	55 358	22 688	5 140
Títulos Negociáveis	0	0	0	0
Depósitos Bancários e Caixa	811	488	289	34
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proveitos	74 617	54 898	16 597	3 122
Compensação Tarifária (1998-2002)	41 697	27 287	11 255	3 156
Valor para ajustamento	26 212	22 968	3 612	-369
Outros Proveitos	6 708	4 643	1 729	335
Custos Diferidos	8 306	3 335	3 783	1 188
Grandes Reparações	0	0	0	0
Impostos diferidos	0	0	0	0
Outros Custos	8 306	3 335	3 783	1 188
	82 923	58 233	20 380	4 310
TOTAL DO ACTIVO	556 167	325 372	209 763	21 032

PASSIVO E CAPITAIS PRÓPRIOS	EEM	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
CAPITAIS PRÓPRIOS				
Capital + Reservas + Resultados Transitados	105 241	65 606	39 640	-4
Resultado Líquido do Exercício	4 558	1 340	3 250	-32
Total do Capital Próprio	109 799	66 946	42 890	-37
PASSIVO				
Provisão para riscos e encargos				
Provisão para pensões e actos médicos	30 037	9 010	15 188	5 839
Outras provisões	6 104	23	6 066	15
	36 141	9 033	21 255	5 854
Dívidas a Terceiros - Médio e longo prazo				
Dívida a Instituições de Crédito	267 705	155 399	102 157	10 149
Outros Credores	0	0	0	0
	267 705	155 399	102 157	10 149
Dívidas a Terceiros - Curto prazo				
Fornecedores c/c	36 008	31 548	4 131	329
Dívida a Instituições de Crédito	30 374	17 632	11 591	1 151
Estado e Outros Entes Públicos	2 901	262	442	2 198
Fornecedores de Imobilizado C/ Corrente	8 645	2 339	6 202	104
Outros Credores	5 939	4 524	1 027	388
	83 867	56 305	23 392	4 170
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Custos	13 773	3 470	9 447	856
Remunerações a Liquidar	3 716	1 115	1 879	722
Valor para ajustamento	0	0	0	0
Outros	10 057	2 355	7 568	134
Proveitos Diferidos	44 881	34 218	10 623	40
Subsídios para Investimento	43 266	33 171	10 082	13
Impostos Diferidos	1 215	647	541	27
Outros	400	400	0	0
	58 654	37 688	20 070	896
Total do Passivo	446 367	258 426	166 873	21 069
TOTAL CAPITAIS PRÓPRIOS + PASSIVO	556 167	325 372	209 763	21 032

Fonte: EEM

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Demonstrações financeiras das empresas reguladas

Quadro 3-14 - Demonstração de Resultados da EEM em 2007

Unidade: 10³ EUR

Rubricas	EEM	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	Distribuição de Energia Eléctrica	Comercialização de Energia Eléctrica
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	168 924	102 406	56 769	9 749
Vendas				
De energia eléctrica	101 409	70 394	25 936	5 079
Convergência tarifária	40 083	29 019	8 570	2 494
Ajustamento	3 351	-2 159	4 572	939
Materiais diversos	0	0	0	0
Prestações de serviços	194	0	77	117
Variação da produção	0	0	0	0
Trabalhos para a própria empresa	21 648	3 214	17 487	947
Proveitos suplementares	310	9	127	174
Subsídios à exploração	1 930	1 930	0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais	0	0	0	0
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	158 166	98 442	50 151	9 573
Custo das mercadorias vendidas e consumidas				
Combustíveis, lubrificantes e outros	43 725	43 725	0	0
Compras de Energia Eléctrica	24 655	24 655	0	0
Materiais diversos	11 937	4 082	7 286	569
Fornecimentos e serviços externos	13 653	2 247	9 940	1 466
Custos com o pessoal	32 128	9 637	16 245	6 245
Amortizações	22 233	11 318	9 685	1 230
Provisões	399	267	108	23
Impostos	7 215	473	6 709	33
Outros custos e perdas operacionais	2 222	2 038	177	7
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	10 758	3 964	6 619	176
Proveitos e ganhos financeiros (D)	3 754	2 210	1 250	294
Custos e perdas financeiras (E)	16 386	9 800	5 879	707
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	-12 632	-7 590	-4 629	-413
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	-1 873	-3 626	1 989	-237
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	7 329	5 230	1 893	206
Custos e perdas extraordinários (I)	37	11	18	8
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	7 292	5 219	1 875	198
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	5 419	1 594	3 864	-39
IRC (L)	861	253	614	-6
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	4 558	1 340	3 250	-32

Fonte: EEM

4 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 NO CONTINENTE

Comparam-se de seguida os custos e proveitos verificados no ano 2007 com os valores que tinham sido previstos em 2006 para a determinação das tarifas de energia eléctrica de 2007. Esta análise tem por objectivo:

- Avaliar o desempenho das empresas reguladas.
- Determinar, para cada actividade, o ajustamento relativo ao ano de 2007 a repercutir nas tarifas de 2009, de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário.

4.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Regulamento Tarifário, de 2003, previa que os desvios ocorridos num ano, na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, que não tivessem sido contemplados pelo mecanismo de ajuste trimestral, seriam repercutidos nos proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica no ano seguinte.

Enquanto se mantivessem integralmente os Contratos de Aquisição de Energia (CAE), mantinha-se em vigor o Regulamento Tarifário, de 2003, relativamente às actividades de Aquisição de Energia Eléctrica da REN e do Comercializador Regulado. Assim, tendo em conta que os Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica só cessaram a 1 de Julho de 2007 e que os ajustamentos trimestrais foram extintos desde 2006, para além do ajustamento da parcela fixa relativa ao 1.º semestre de 2007 proceder-se-á também ao ajustamento da componente variável para o mesmo período.

4.1.1 AJUSTAMENTO DA COMPONENTE FIXA

De acordo com o artigo 72.º do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT para o 1º semestre de 2007, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, são ajustados pela diferença entre a componente fixa dos proveitos facturados no 1.º semestre de 2007³ e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 72.º do Regulamento tarifário emitido pelo Despacho n.º 9 499-A/2003, de 14 de Maio, aos valores verificados em 2006 com a soma de algumas rubricas aceites *a posteriori* (ganhos comerciais e custos com interruptibilidade).

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

³ Valor que corresponde ao montante definido para “Tarifas 2006”, facturado pela REN à EDP Distribuição, em duodécimos.

O ajuste aos valores de 2007 pode ser decomposto em duas parcelas:

- Uma, no montante de -11 144 milhares de euros, é dada pela diferença entre os valores reais (569 716 milhares de euros) e os valores previstos (580 860 milhares de euros) da componente fixa dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.
- A outra, no montante de 38 756 milhares de euros, é dada pela soma dos valores das rubricas de custos aceites a posteriori: ganhos comerciais (16 514 milhares de euros) e custos com a interruptibilidade (22 242 milhares de euros).

Este ajuste, no montante de -28 451 milhares de euros é actualizado para 2009, pela aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor a 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual e deduzido do valor do ajuste provisório da componente fixa, calculado em 2007 e integrado nos proveitos permitidos para cálculo das Tarifas de 2008 (11 975 milhares de euros), actualizado para 2009 pela aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor a 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento final da parcela fixa dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2007 a repercutir nas tarifas de 2009 é de -44 262⁴ milhares de euros.

A este valor há que acrescentar o montante de 1 814⁵ milhares de euros relativo a acertos de facturação do termo de potência das centrais, por atraso na publicação dos índices subjacentes ao seu cálculo, nomeadamente o Índice de Preços no Consumidor e o Índice de Custo de Trabalho.

⁴ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

⁵ 1 723 milhares de euros acrescido de juros à taxa média da Euribor ocorrida entre 1 de Janeiro de 2008 e 15 de Novembro de 2008 acrescida de meio ponto percentual.

Quadro 4-1 - Cálculo do ajustamento da componente fixa dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2007

			1.º sem 07	Tarifas 2007	Diferença	
			10³ EUR	10³ EUR	10³ EUR	%
1	$A + B + C + D - E - F - G$	COMPONENTE FIXA	569 716	580 860	-11 144	-1,9%
A	$CAE_{2007} - CAE_{2007}^{UGS}$	Custos fixos CAE, imputados à tarifa de Energia Potência	533 301	528 020	5 281	1,0%
	CAE_{2007}	custos decorrentes dos CAE (exclui arranques e compensação síncrona)	576 613	571 452	5 161	0,9%
	CAE_{2007}^{UGS}	custos decorrentes dos CAE imputados à tarifa de UGS	43 311	43 431	-120	-0,3%
B	$EDIA_{2007}$	Custos com aquisição de energia à EDIA e a produtores em regime especial, imputados à tarifa EP	4 164	20 972	-16 808	-80,1%
C		Outros activos	605	637	-31	-4,9%
	Am_{2007}^E	amortizações de outros activos	459	485	-26	-5,4%
	Act_{2007}^E	valor médio dos outros activos líquidos de amortizações e participações	4 179	4 329	-150	-3,5%
	f^E	taxa de remuneração dos outros activos (%)	3,5%	3,5%	0	0,0%
D	OC_{2007}^E	Outros custos do exercício associados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	3 336	2 782	554	19,9%
E	S_{2007}^E	Proveitos facturados no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	193	53	140	264,0%
F	$\tilde{\Delta}_{f_{2007-1}}^E$	Valor previsto do ajustamento da parcela fixa dos proveitos da Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2006	-36 691	-36 691	0	0,0%
G	$\tilde{\Delta}_{f_{2007-2}}^E$	Ajustamento em 2006, dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2005	8 189	8 189	0	0,0%
2	$H + I - J$	CUSTOS ACEITES A POSTERIORI	38 756			
H	$NVMP_{2007}$	Ganhos Comerciais	16 514			
	$NVIMP_{2007}$	correspondentes a encargos de importação e de aquisições a produtores não vinculados	14 465			
	$NVEXPV_{2007}$	decorrentes de proveitos de exportações e vendas a entidades do SENV	1 392			
		arranques	658			
I	IR_{2007}	Encargos com contratos de interruptibilidade	22 242			
J	GA_{2007}	Proveitos dos contratos de Garantia de Abastecimento	0			
3	$R_{2007}^E [(1) + (2)]$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica (componente fixa)	608 472			
4	$R_{f_{2007}}^E$	Proveitos facturados com a tarifa de Energia e Potência	580 021			
5	$R_{2007}^E - R_{f_{2007}}^E$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos	-28 451			
6	i_{2008}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, Junho de 2008 acrescida de 0.5 pontos percentuais	5,447%			
7	$(R_{2007}^E - R_{f_{2007}}^E) \times (1 + i_{2008}^E)^2$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos actualizado para 2009	-31 635			
8	$\tilde{\Delta}_{f_{2007-1}}^E$	Valor do ajustamento provisório de 2007, calculado em 2007 e devolvido em 2008	11 975			
9	$\tilde{\Delta}_{f_{2007-1}}^E \times (1 + i_{2008}^E)^2$	Valor do ajustamento provisório de 2007, calculado em 2007 e devolvido em 2008, actualizado para 2009	12 628			
10	$\Delta_{f_{2007}}^E [(7) - (9)]$	Ajustamento da parcela fixa dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2007	-44 262			

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

4.1.1.1 CUSTOS FIXOS DOS CAE IMPUTADOS À TARIFA DE ENERGIA E POTÊNCIA

No quadro que se segue é feita uma análise comparativa dos custos fixos relacionados com a aquisição de energia eléctrica às centrais do SEP.

Quadro 4-2 - Custos com a Aquisição de Energia EléctricaUnidade: 10³ EUR

	1.º sem 07			Tarifas 2007 1º sem	Desvio
	Facturação inicial	acertos facturação	total		
1 Custos fixos dos CAE	576 613	1 723	578 335	571 452	1,2%
CPPE ^[1]	468 989	1 662	470 651	466 304	0,9%
Tejo Energia	50 678	61	50 739	49 154	3,2%
Turbogás ^[2]	56 946	0	56 946	55 994	1,7%
2 Custos decorrentes dos CAE imputados à tarifa UGS	43 311	0	43 311	43 431	-0,3%
Reguladores das Centrais	5 766		5 766	5 753	0,2%
Custo da Reserva Girante	37 545		37 545	37 678	-0,4%
3 Custos dos CAE Imputados à TEP (1) - (2)	533 301	1 723	535 024	528 020	1,3%

Notas:

^[1] Inclui direitos de superfície.^[2] Deduzido do benefício contratual com a Turbogás (250 milhares de euros/ano).**DIFERENCIAL DO ENCARGO DE POTÊNCIA**

No Quadro 4-3 comparam-se os valores do encargo de potência ocorridos no primeiro semestre de 2007 considerado nas Tarifas de 2007 com os respectivos valores verificados para este período.

Como se pode observar, em termos globais verifica-se um ligeiro desvio entre os valores implícitos nas tarifas para 2007 e os valores verificados, de 1,4%. Em termos desagregados, por empresa, a EDP Produção e a Turbogás apresentam desvios de apenas 1,3% e 1,0%, respectivamente, enquanto que o desvio do encargo de potência da Tejo Energia foi superior ao previsto em 3,3%.

Quadro 4-3 - Comparação do encargo de potência implícito nas Tarifas 2007 para o 1º semestre e o encargo de potência ocorrido em 2007
(preços correntes)

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2007 1º sem. (1)	1º sem. 2007 (2)	Evolução [(2)-(1)]/(1)
EDP Produção	464 735	470 651	1,3%
Tejo Energia	49 112	50 739	3,3%
Turbogás	56 133	56 696	1,0%
Centrais com CAE	569 980	578 085	1,4%

Nota: Os valores não incluem penalidades contratuais (Turbogás), nem direito de superfície, mas incluem imposto selo. Os valores verificados incluem os custos do encargo de potência ocorridos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e registados em 2008.

De modo a interpretar os desvios registados, avaliou-se o impacte no 1º semestre de 2007 das variáveis monetárias (taxas de inflação e taxas de juro) e da disponibilidade das centrais no valor do encargo de

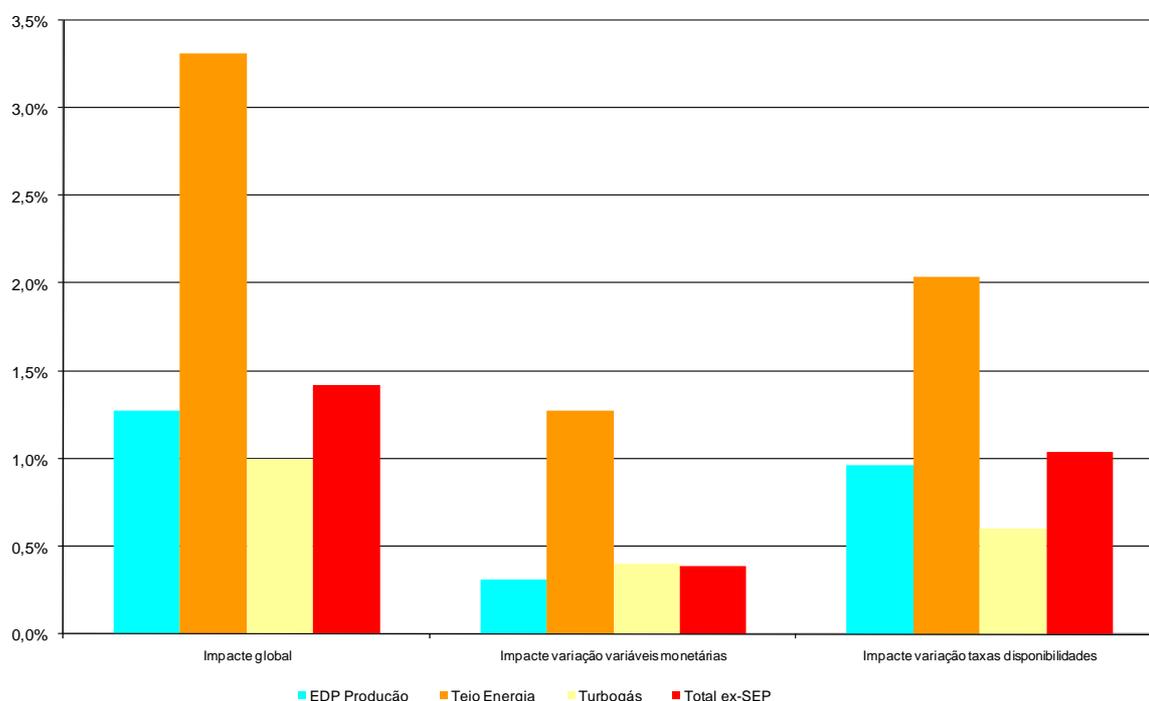
potência. O impacto provocado por cada variável é repartido de uma forma puramente teórica. Outros factores, de carácter excepcional, não são incorporados nesta análise.

A Figura 4-1 apresenta os resultados apurados após a repartição dos desvios pela evolução das variáveis monetárias e pelas disponibilidades das centrais.

Observa-se que a diferença entre o encargo de potência previsto e verificado decorre em grande parte das disponibilidades das centrais terem sido superiores ao previsto. No caso da Tejo Energia, este efeito terá tido um impacto de cerca de 2% na diferença entre os encargos de potência previstos e ocorridos. No caso das restantes empresas este impacto foi menor, tendo sido de 0,6% para a Turbogás e 1,0% para a EDP Produção.

Embora de uma forma menos acentuada, a evolução das variáveis monetárias contribuiu igualmente para a diferença positiva entre o encargo de potência ocorrido e previsto. Este factor contribuiu com uma diferença de cerca de 1,3% entre o encargo de potência previsto e ocorrido no caso da Tejo Energia e quanto, à Turbogás e à EDP Produção, apenas de 0,4% e 0,3%, respectivamente.

Figura 4-1 - Análise das diferenças entre o encargo de potência implícito nas Tarifas 2007 e o encargo de potência verificado no 1.º semestre de 2007



O Quadro 4-4 apresenta o impacto das variáveis monetárias na diferença apurada entre os encargos de potência implícitos nas tarifas de 2007 e os encargos de potência verificados em 2007. As duas

principais variáveis monetárias são as taxas de juro euribor, a 1 mês e a 3 meses, e o índice de preços no consumidor excluindo habitação (IPC-h) em Portugal continental.

Relativamente às taxas de juro, no 1º semestre de 2007 estas foram ligeiramente superiores ao considerado para esse ano nas tarifas de 2007. Registe-se que esta diferença é maior no caso da euribor a 3 meses, indexada ao CAE da Tejo Energia, do que no caso da euribor a 1 mês indexada ao CAE da Turbogás, o que explica que o impacto da evolução das variáveis monetárias tenha sido maior na Tejo Energia do que na Turbogás.

Por outro lado, também se pode observar que a variação média do índice de preços no consumidor no Continente (IPC-h), variável de grande influência no cálculo do encargo de potência da EDP Produção, ocorrida até ao final do primeiro semestre de 2007 correspondeu à prevista, o que justifica o facto do impacto das variáveis monetárias na EDP Produção ter sido quase nulo.

Quadro 4-4 - Variáveis monetárias utilizadas no cálculo dos Encargos de Potência

	Tarifas 2007 1º sem.	1º sem. 2007
Evolução média dos preços (IPC sem habitação) em Portugal continental em 2007	2,60%	2,60%
Evolução média dos preços na União Europeia em 2007 (Tejo Energia)	1,80%	2,10%
Média taxas de juro euribor a 1 mês em 2007 (Turbogás)	3,75%	3,83%
Média taxas de juro euribor a 3 meses em 2007 (Tejo Energia)	3,75%	3,94%

Fontes: INE, Banco de Portugal

4.1.1.2 CUSTOS DECORRENTES DOS CAE IMPUTADOS À TARIFA UGS

Os valores previstos para o 1º semestre de 2007 dos custos decorrentes dos CAE imputados à tarifa UGS, e os verificados nesse ano, constantes do Quadro 4-2, foram obtidos pela adição das seguintes parcelas:

- Reguladores das centrais – este custo representa 1% dos custos de potência das centrais do SEP, verificando-se que o desvio relativamente ao previsto foi de 1%.
- Custo da reserva girante – o desvio deste custo situou-se na ordem dos 2,3%, consequência de se ter subestimado a ponta do consumo em cerca de 7,3% e do desvio nos custos fixos dos CAE (1,1%). O método de cálculo deste custo encontra-se sintetizado no Quadro 4-5, e resulta da soma das seguintes parcelas:
 - Parcela de encargo fixo calculada como sendo o encargo de potência das centrais com CAE correspondente à potência da reserva girante. O valor da potência de reserva girante é dado pela soma da potência do maior grupo do SEN com 1% da ponta anual de consumo. A

potência é valorizada pelos encargos do mercado regulado referidos à potência líquida garantida (90% da potência referida à emissão).

- Parcela variável correspondente ao sobrecusto de exploração, resultante de grupos em regime de funcionamento abaixo da sua potência máxima, obrigando à utilização de grupos adicionais (com custos variáveis superiores). O sobrecusto unitário de exploração considerado é de 0,9976 €/MWh.

Quadro 4-5 - Cálculo da reserva girante

	1.º sem 07	Tarifas 2007 1.º sem
1 Potência térmica (ref. emissão) (MW)	4 676	4 676
2 Potência hídrica (ref. produção) (MW)	4 099	4 099
3 Potência líquida garantida (MW) [(1) + (2) x (1-0,02)] x 0,9	7 823	7 823
4 Custo fixo CAE's (10 ³ EUR)	576 613	575 317
5 Custo unitário potência garantida (€/kW) (4) / (3)	74	74
6 Potência maior grupo SEN (MW)	392	392
7 Ponta do consumo MR + ML (MW)	8 883	9 156
8 Potência reserva girante (MW) (6) + 0,01 x (7)	481	484
9 Custo variável reserva girante (10 ³ EUR) (8) x 8760 x 0,9976 €/MWh / 1000	2 106	2 118
10 Custo fixo reserva girante (10 ³ EUR) (8) x (5)	35 439	35 560
11 Custo da Reserva Girante (10 ³ EUR) (9) + (10)	37 545	37 678

Nota: Mercado regulado (MR) e mercado liberalizado (ML)

O desvio nesta rubrica foi praticamente nulo.

4.1.1.3 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA À EDIA, IMPUTADOS À TARIFA DE ENERGIA E POTÊNCIA

As aquisições de energia eléctrica à EDIA situaram-se cerca de 80% abaixo do valor estimado. Para este desvio contribuiu não só o facto das aquisições de energia terem sido inferiores aos valores previstos mas também a um desvio ao nível do preço médio, conforme se pode observar no Quadro 4-6

Quadro 4-6 - Cálculo dos custos de aquisição de energia eléctrica à EDIA

		1.º sem 07	Tarifas 2007 1º sem	Desvio
	Custos com a EDIA			
a	Energia (GWh)	90	428	-79,0%
b	Preço médio	46,27	49,00	-5,6%
c	Valor (10³ EUR) [(a) x (b)]	4 164	20 972	-80,1%

4.1.1.4 OUTROS CUSTOS DO EXERCÍCIO ASSOCIADOS À ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Em termos globais o montante da rubrica de “Outros custos” foi cerca de 19,9% superior ao inicialmente previsto, conforme se pode observar pela análise do Quadro 4-7.

Quadro 4-7 - Outros custos da AEE

Unidade: 10³ EUR

	1.º sem 07	Tarifas 2007 1º sem	Desvio	
			Valor	%
Fornecimentos e Serviços Externos	1 320	966	354	36,7%
Custos com Pessoal	1 697	1 682	15	0,9%
Outros Custos Operacionais	28	43	-15	-35,4%
Provisões	91	68	24	34,8%
Custos e Perdas Extraordinários	200	23	177	
Total	3 336	2 782	554	19,9%

Fonte: REN

A rubrica de fornecimentos e serviços externos apresentou o maior desvio, +0,3 milhões de euros.

4.1.1.5 PROVEITOS FACTURADOS NO ÂMBITO DA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A rubrica de “outros proveitos operacionais” apresenta um desvio de 0,1 milhões de euros relativamente ao previsto para tarifas 2006.

Quadro 4-8 - Outros proveitos da AEE

Unidade: 10³ EUR

	1.º sem 07	Tarifas 2007 1º sem	Desvio	
			Valor	%
Outros Proveitos Operacionais	166	41	125	310%
Trabalhos Própria Empresa	0	2	-2	-100%
Rendas de prédios	19	11	8	73%
Proveitos e Ganhos Extraordinários	8	0	8	
Total	193	53	140	264%

4.1.1.6 GANHOS COMERCIAIS

A REN, através do Agente Comercial, pode adquirir energia para abastecer os clientes do mercado regulado, ou vender energia produzida pelas centrais com CAE, a agentes do mercado livre.

De acordo com o artigo 72.º do Regulamento Tarifário emitido pelo Despacho n.º 9 499-A/2003, de 14 de Maio, a REN partilha com os consumidores de energia eléctrica do mercado regulado os benefícios que obtém dessa actividade. Dos ganhos comerciais, 50% são repercutidos na tarifa de Energia e Potência.

Os valores reais dos custos associados às transacções de energia eléctrica fora do mercado regulado que foram aceites para efeito da determinação do ajustamento a considerar no cálculo das tarifas para 2009 têm em conta o documento “Ganhos comerciais relativos à actividade de comercialização no 1.º semestre”, enviado à ERSE pela REN.

O quadro seguinte apresenta o cálculo do ganho comercial da REN, em 2007, a considerar para efeitos das tarifas de 2009.

Quadro 4-9 - Ganhos comerciais no 1.º semestre de 2007

		10 ³ EUR	GWh	cent €/kWh
a	Custos da Importação	62 474	1 767,0	3,54
b	Custo equivalente de produção vinculada	91 404	1 767,0	5,17
1	Ganho comercial nas importações [(b)-(a)] x 0,5	14 465		
c	Proveitos de Exportação	7 829	161,0	4,86
d	Custo de produção vinculada	5 046	161,0	3,13
e	Custo da potência TEP	0		
2	Ganho comercial nas exportações [(c)-(d)-(e)] x 0,5	1 392		
f	Proveito por arranques evitados	1 316		
g	Custo de arranques provocados	0		
3	Arranques [(f) - (g)] x 0,5	658		
4	Ganhos Comerciais (1) + (2) + (3)	16 514		

O ganho comercial da REN é obtido pela soma das diferenças entre:

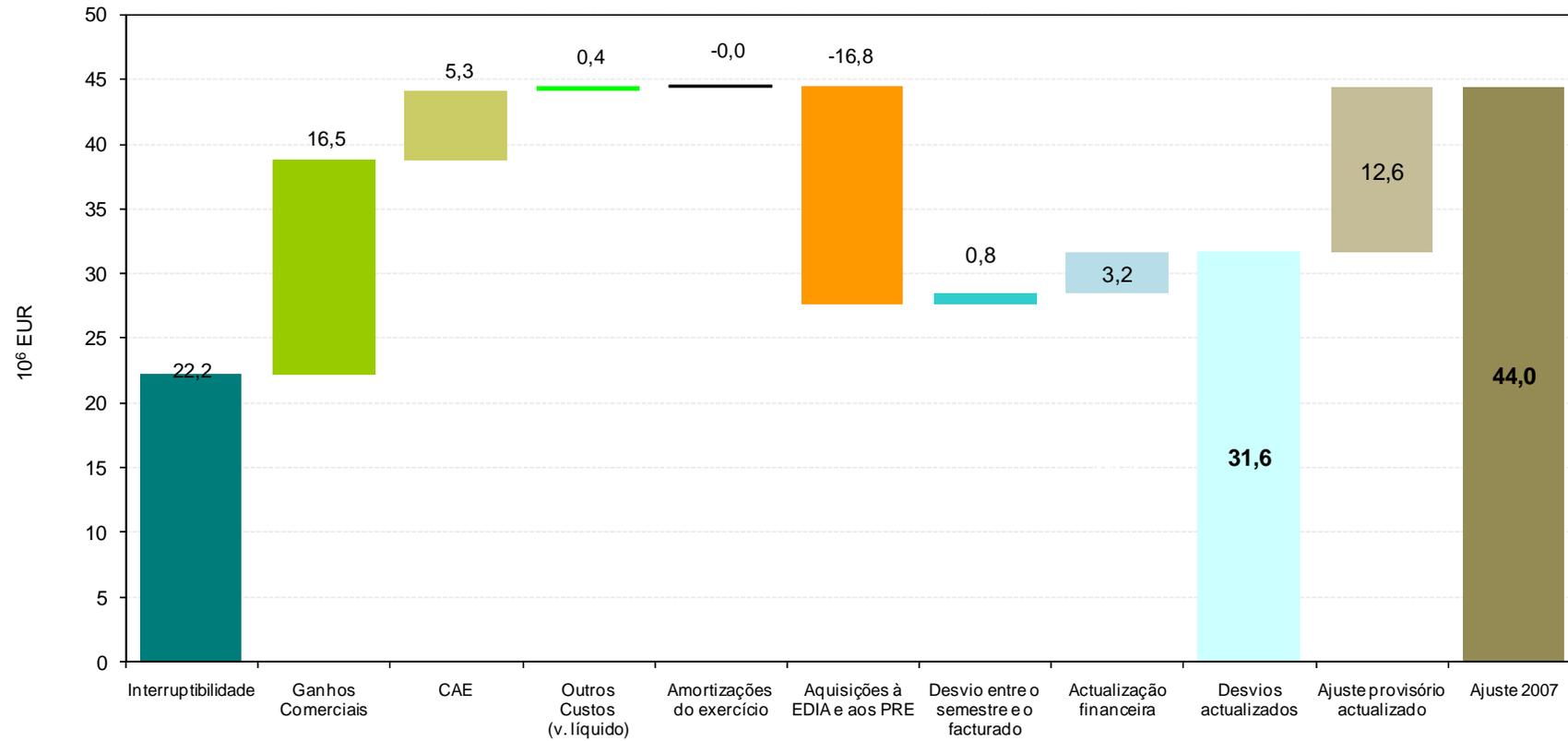
- O custo equivalente da produção vinculada e o custo da importação, no valor de 91 404 – 62 474= 28 930 milhares de euros.
- O proveito das exportações e o custo equivalente da produção vinculada dessa energia (incluindo a parcela de potência), no valor de 7 829 – 5 046 = 2 783 milhares de euros.
- Os proveitos por arranques evitados e o custo de arranques provocados, no valor de 1 316 milhares de euros.

O ganho comercial obtido foi de 33 029 milhares de euros, valor sobre o qual é permitida à entidade concessionária da RNT a retenção de 50%, ou seja, 15 514 milhares de euros.

4.1.1.7 DECOMPOSIÇÃO DO DESVIO DA COMPONENTE FIXA DOS PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A soma algébrica de todos os desvios, no montante de -28 451 milhares de euros (ver Quadro 4-1), representa o desvio entre os proveitos permitidos previstos e os recalculados com base em valores reais. Contudo, de acordo com o artigo 72.º do Regulamento Tarifário emitido pelo Despacho n.º 9 499-A/2003, de 14 de Maio, embora o ajustamento definitivo deste diferencial seja calculado com um diferimento de dois anos, está previsto um ajustamento provisório ao fim de um ano que foi calculado em 2007 e incorporado nas tarifas de 2008 no montante de 11 975 milhares de euros, que tem de ser acrescido ao valor do ajuste definitivo. Da actualização destes dois valores pela aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor a 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual, resulta um ajustamento aos proveitos desta actividade a incorporar nas tarifas de 2009 no montante de 44 262 milhares de euros (Figura 4-2).

Figura 4-2 - Decomposição do desvio na actividade de AEE em 2007



4.1.2 AJUSTAMENTO DA COMPONENTE VARIÁVEL

O ajustamento da componente variável referente ao 1.º semestre de 2007 no montante de 20 408 milhares de euros é actualizado para 2009, pela aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor a 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual e deduzido do valor do ajuste provisório da componente fixa, calculado em 2008 e integrado nos proveitos permitidos para cálculo das Tarifas de 2009 (46 534 milhares de euros), actualizado para 2009 pela aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor a 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento final da componente variável dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2008 a repercutir nas tarifas de 2009 é de -28 660⁶ milhares de euros.

O Quadro 4-10 permite comparar os valores ocorridos no 1.º semestre de 2007 (“2007”) com os proveitos permitidos em 2006 utilizados no cálculo das tarifas de 2007 (“Tarifas 2007”) e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2009.

Quadro 4-10 - Ajustamento da componente variável relativo ao 1.º semestre de 2007 na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica

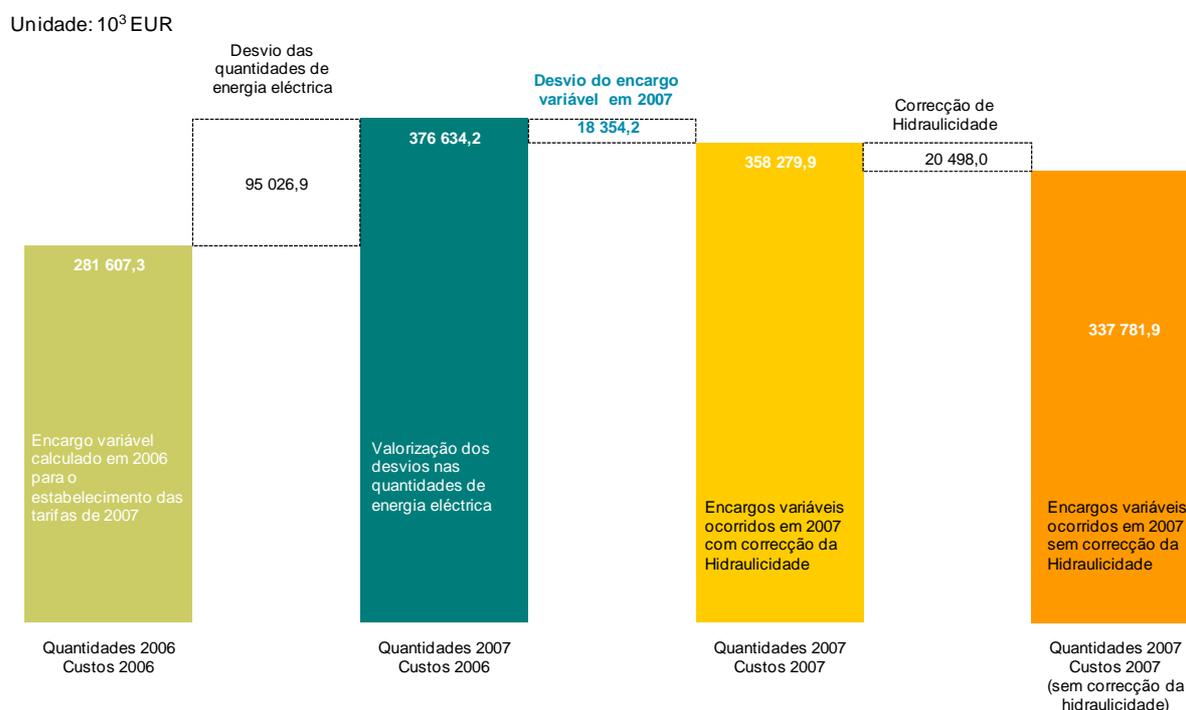
			Unidade: 10 ³ EUR	
			1.º sem 07	Tarifas 2007 1.º sem
1		COMPONENTE VARIÁVEL	358 280	281 607
a		Encargos variáveis decorrentes dos CAE	268 796	275 490
b		Licenças de CO ₂	5 559	0
c		Correcção de hidraulicidade	20 498	0
d		Encargos provenientes da importação e aquisições a produtores não vinculados	69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

O valor total do desvio dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica referente ao 1.º semestre de 2007, de 76 673 milhares de euros (determinado no Quadro 4-10), pode ser visualizado na Figura 4-3 e é repartido da seguinte forma:

⁶ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

- Na primeira barra está representado o valor previsto para o 1.º semestre de 2007 dos encargos variáveis da produção das centrais com Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica, adicionados dos encargos com a importação de energia eléctrica para abastecimento dos clientes do comercializador de último recurso, deduzidos dos encargos com a exportação de energia eléctrica com origem nas centrais com Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica, calculado em 2006 para o estabelecimento das tarifas de 2007, no montante de 281 607 milhares de euros.
- Na segunda barra apresentam-se os valores ocorridos no 1.º semestre de 2007 dos encargos variáveis de energia corrigidos pelo desvio de quantidades de energia eléctrica emitida para a rede pelas centrais de produção com Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica, bem como a energia eléctrica importada deduzida da energia eléctrica exportada, afecta aos consumos dos clientes do comercializador de último recurso, facturados ao custo marginal do sistema que totalizam 376 634 milhares de euros. O desvio face ao valor da primeira barra é de 95 027 milhares de euros devido à diferença de quantidades.
- A terceira barra representa os valores ocorridos no 1.º semestre de 2007 dos encargos de produção de energia eléctrica corrigidos da hidraulicidade, adicionados dos encargos com a importação de energia eléctrica para abastecimento dos consumos dos clientes do comercializador de último recurso, deduzidos dos encargos com a exportação de energia eléctrica com origem nas centrais com Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica num total de 358 280 milhares de euros. O desvio entre o valor ocorrido no 1º semestre de 2007 e o valor previsto em 2007 é de 76 673 milhares de euros (358 280 – 281 607), contudo, devido ao desvio nas quantidades fornecidas ter sido de 95 027 milhares de euros, o desvio do encargo variável de energia eléctrica no 1.º semestre de 2007 é de 18 354 milhares de euros.
- A quarta barra representa os valores do 1.º semestre de 2007 dos encargos de produção de energia eléctrica adicionados dos encargos com a importação de energia eléctrica para abastecimento dos consumos dos clientes do comercializador de último recurso, deduzidos dos encargos com a exportação de energia eléctrica com origem nas centrais com Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica que totalizam 337 782 milhares de euros. Este seria o valor dos encargos de energia eléctrica que deveria ser considerado para cálculo dos desvios caso não existisse o mecanismo de correcção de hidraulicidade.

Figura 4-3 - Desvio dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica no 1.º semestre de 2007



A semelhança do ocorrido na componente fixa, também ao valor da componente variável há que acrescer um montante de 3 847⁷ milhares de euros relativo a acertos de facturação do encargo de energia das centrais a carvão, Sines e Pego.

No encargo de energia das centrais a carvão, para além do atraso no envio das facturas das várias cargas de carvão que chegaram ao longo do ano ao porto de Sines (com as toneladas e PCI verificados em cada barco e que são necessárias para o cálculo final do custo do carvão), o índice semestral do custo das importações de carvão é publicado com um semestre de atraso, tendo o valor do 1.º semestre de 2007 sido disponibilizado em Janeiro de 2008.

Para o valor do desvio do encargo variável contribuem fundamentalmente os seguintes factores que em seguida se analisam:

1. Custos dos combustíveis e produção das centrais térmicas
2. Custos derivados da hidraulicidade
3. Importações e exportações de energia eléctrica
4. Licenças de CO₂

⁷ 3 654 milhares de euros acrescido de juros à taxa média da Euribor ocorrida entre 1 de Janeiro de 2008 e 15 de Novembro de 2008 acrescida de meio ponto percentual.

1. CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS E PRODUÇÃO DAS CENTRAIS TÉRMICAS

O encargo de energia (encargo de combustível e alguns serviços de sistema) é a componente variável dos encargos com os Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica (CAE). O Quadro 4-11 mostra que no primeiro semestre de 2007 o encargo de energia, sem licenças de emissão de CO₂, foi inferior ao valor implícito nas tarifas de 2007 em cerca de 2%. Se consideramos o diferencial da correcção de hidraulicidade e as licenças de emissão de CO₂, os encargos variáveis passam a ser superiores ao previsto nas tarifas de 2007, sendo a diferença superior a 19%. Registe-se que o diferencial de correcção de hidraulicidade aumenta estes encargos em 20,5 milhões de euros no mesmo período.

Quadro 4-11 - Encargos variáveis e encargos de combustíveis para o 1.º semestre de 2007, implícitos nas Tarifas 2007 e verificados

Unidade: 10³ euros

	Tarifas 2007 1º sem. (1)	1º sem. 2007 (2)	% ((2)-(1))/(1)
Encargo energia definido nos CAE sem licenças de emissão de CO ₂	281 230	275 476	-2,0%
Encargo de combustível	272 586	253 436	-7,0%
Peso do encargo combustível nos encargos variáveis (sem licenças de emissão de CO ₂)	96,9%	92,0%	-
Encargo energia definido nos CAE com correcção de hidraulicidade e custos de licenças de emissão de CO ₂	253 422	301 879	19,1%

Nota: O encargo de energia incorpora o encargo de combustível, o acordo de gestão de consumo com a Transgás, taxas portuárias e alguns serviços de sistema (arranques, compensação síncrona e teleregulação). O facto do peso dos encargos com combustíveis terem sido inferiores ao esperado deve-se ao valor dos acertos de facturação nesse trimestre ter sido superior ao normal. Os valores verificados incluem os custos do encargo de energia ocorridos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e registados em 2008.

Fonte: ERSE, REN

Caso não sejam considerados os custos com o CO₂, que no 1º semestre de 2007 representaram menos de 3% do total dos custos variáveis da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e seja posta de parte a componente de correcção de hidraulicidade, o Quadro 4-11 evidencia que a quase totalidade dos encargos variáveis decorrentes dos CAE são compostos pelo encargo de combustível⁸. Os restantes custos são serviços auxiliares fornecidos pelas centrais, são custos que variam directamente com o encargo variável ou, ainda, custos específicos a cada central (taxas portuárias no caso das centrais a

⁸ Na prática o peso dos encargos de combustíveis foi superior, tendo em conta que o encargo de energia incluiu nesse semestre um montante de acertos de facturação (relativo a períodos anteriores) muito superior ao normal.

carvão de Sines e do Pego e o Acordo de Gestão de Consumo no caso da central a ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro).

Tendo em conta o peso do encargo de combustível no conjunto dos encargos variáveis com os CAE, a presente análise incidirá sobre esse encargo.

O encargo de combustível varia tendo em conta o custo unitário dos combustíveis consumidos, assim como varia com a produção total das centrais térmicas e a respectiva estrutura de produção destas centrais.

CUSTO UNITÁRIO DOS COMBUSTÍVEIS CONSUMIDOS

O Quadro 4-12 mostra que o custo unitário do fuelóleo na central de Setúbal no primeiro semestre de 2007 foi inferior em quase 31% ao implícito nas tarifas de 2007. Relativamente ao custo unitário do gás natural, este foi inferior ao implícito nas tarifas de 2007, em quase 1,6%. Pelo contrário, o custo unitário do carvão foi no caso da central de Sines superior ao custo unitário implícito nas tarifas de 2007 em mais de 10%.

Quadro 4-12 - Custos unitários dos combustíveis para o 1.º semestre de 2007, implícitos nas Tarifas 2007 e verificados

	Tarifas 2007 1º sem. (1)	1º sem. 2007 (2)	% ((2)-(1))/(1)
Setúbal (fuelóleo) €/t	282,4	195,5	-30,8%
Sines (carvão) €/tec	58,7	64,6	10,1%
Tapada do Outeiro (gás natural) €/m ³	274,2	269,7	-1,6%

Fonte: ERSE, REN

PRODUÇÃO TOTAL DAS CENTRAIS TÉRMICAS

A produção total das centrais térmicas com CAE varia consoante:

- A produtividade hidroelétrica.
- O total do consumo dos clientes do Comercializador de Último Recurso.
- Os custos de produção face a outras fontes de abastecimento dos clientes do Comercializador de Último Recurso.
- A evolução da Produção em Regime Especial (PRE).

O Quadro 4-13 mostra que o consumo dos clientes do CUR no primeiro semestre de 2007 foi ligeiramente inferior ao implícito nas tarifas de 2007. Este facto teve impacte no valor da parcela livre da distribuição que foi substancialmente inferior ao previsto.

Registe-se que, por sua vez, as produções das centrais com CAE estiveram de acordo com o previsto, tendo as centrais térmicas produzido ligeiramente acima do previsto e os aproveitamentos hidroeléctricos ligeiramente abaixo do previsto.

Quadro 4-13 - Produção no 1.º semestre de 2007 para abastecimento dos clientes do Comercializador Regulado implícita nas tarifas de 2007 e verificada

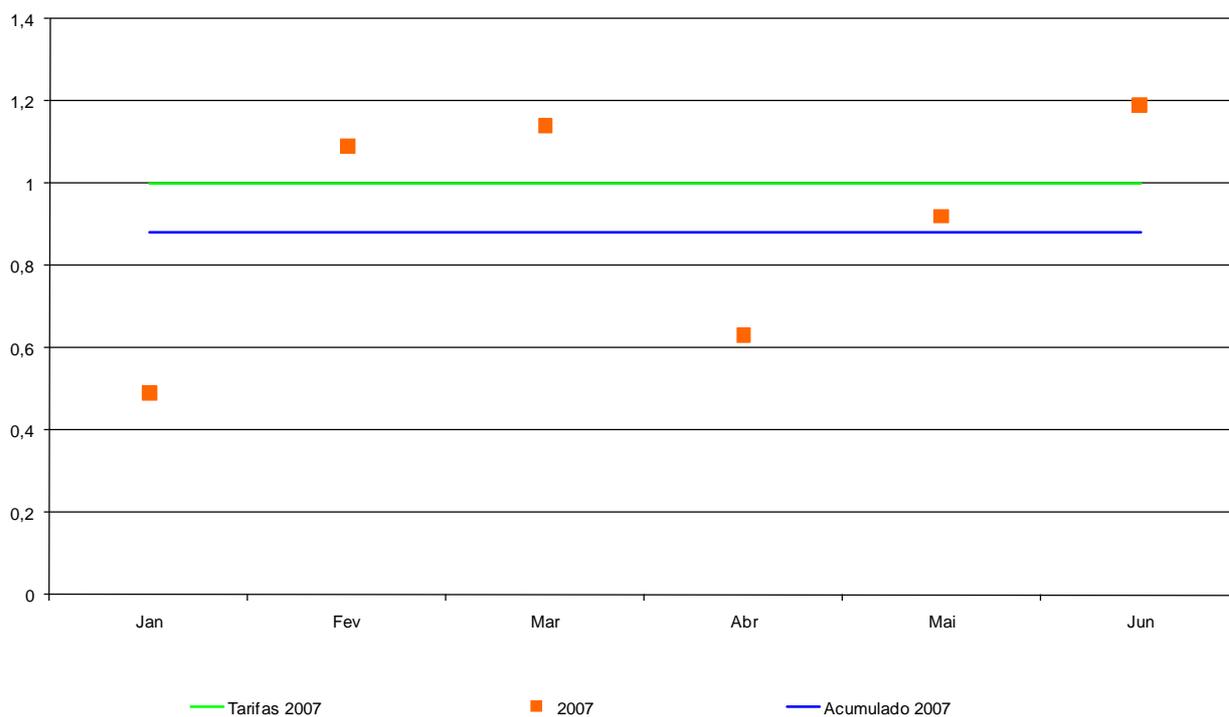
Unidade: GWh

	Tarifas 2007 1º sem. (1)	1º sem. 2007 (2)	% ((2)-(1))/(1)
Centrais térmicas com CAE	8 086	8 158	1%
Aproveitamentos hidroeléctricos com CAE (sem bombagem)	5 819	5 760	-1%
Saldo importador	0	1 238	-
PRE e EDIA	6 055	5 345	-12%
Parcela livre	1 957	1 076	-45%
Saldo Mercado regulado/Mercado livre	0	46	-
Total consumo dos clientes do Comercializador de Último Recurso	21 916	21 623	-1%

Fonte: ERSE, REN

A menor produção dos aproveitamentos hidroeléctricos no primeiro semestre de 2007 face ao previsto nas tarifas verifica-se por a hidraulicidade verificada no primeiro semestre de 2007 ter sido inferior à hidraulicidade de um ano médio, como evidencia a Figura 4-4.

Figura 4-4 - Evolução da produtividade hidroelétrica



Fonte: REN

O aumento da produção das centrais térmicas face ao implícito nas tarifas de 2007 não se verifica na mesma proporção em todas as centrais.

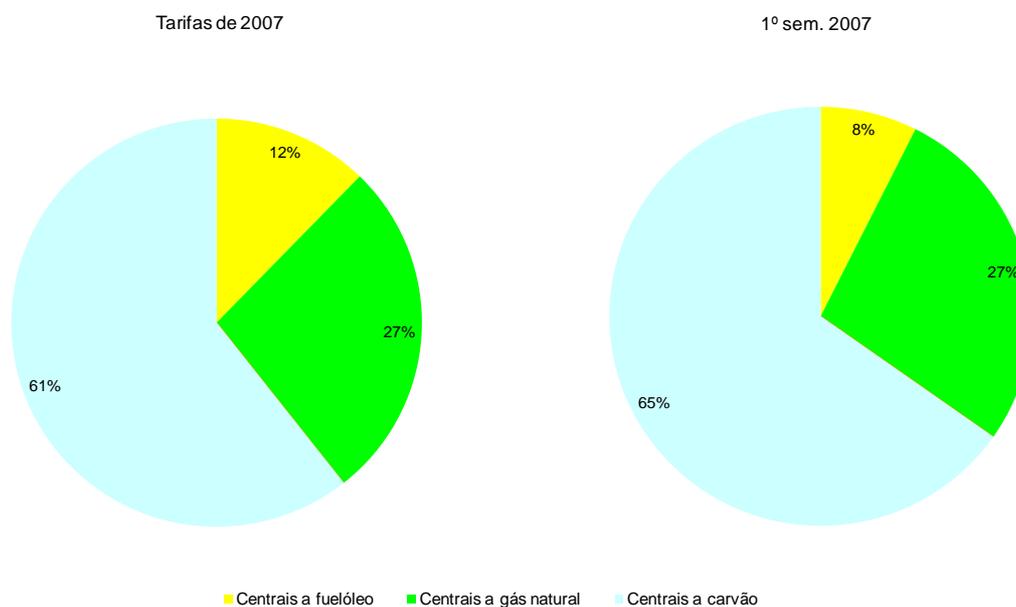
O Quadro 4-14 e a Figura 4-5 mostram que as centrais a fuelóleo contribuíram menos para a produção total das centrais térmicas no primeiro semestre de 2007, do que o previsto nas tarifas de 2007. O menor peso das centrais a fuelóleo ocorre em contrapartida da maior produção das centrais a carvão, mais baratas.

Quadro 4-14 - Produção das centrais térmicas no 1.º semestre de 2007, implícitas nas tarifas de 2007 e verificada

Unidade: GWh

	Tarifas 2007 1º sem. (1)	1º sem. 2007 (2)	% ((2)-(1))/(1)
Carregado fuel	13	96	648,2%
Carregado gás natural	23	3	-
Carregado	36	99	173%
Barreiro	36	61	70,9%
Tunes	0	0	-
Setúbal	942	457	-51,5%
Sines	3 193	3 681	15,3%
Tejo Energia	1 701	1 721	1,2%
Turbogás	2 178	2 167	-0,5%
Total térmica	8 086	8 186	1,2%
Total térmica e hídrica (sem bombagem)	13 904	13 946	0,3%

Fonte: ERSE, REN

Figura 4-5 - Estrutura de produção no 1.º semestre de 2007, implícitas nas tarifas 2007 e verificada

Fonte: ERSE, REN

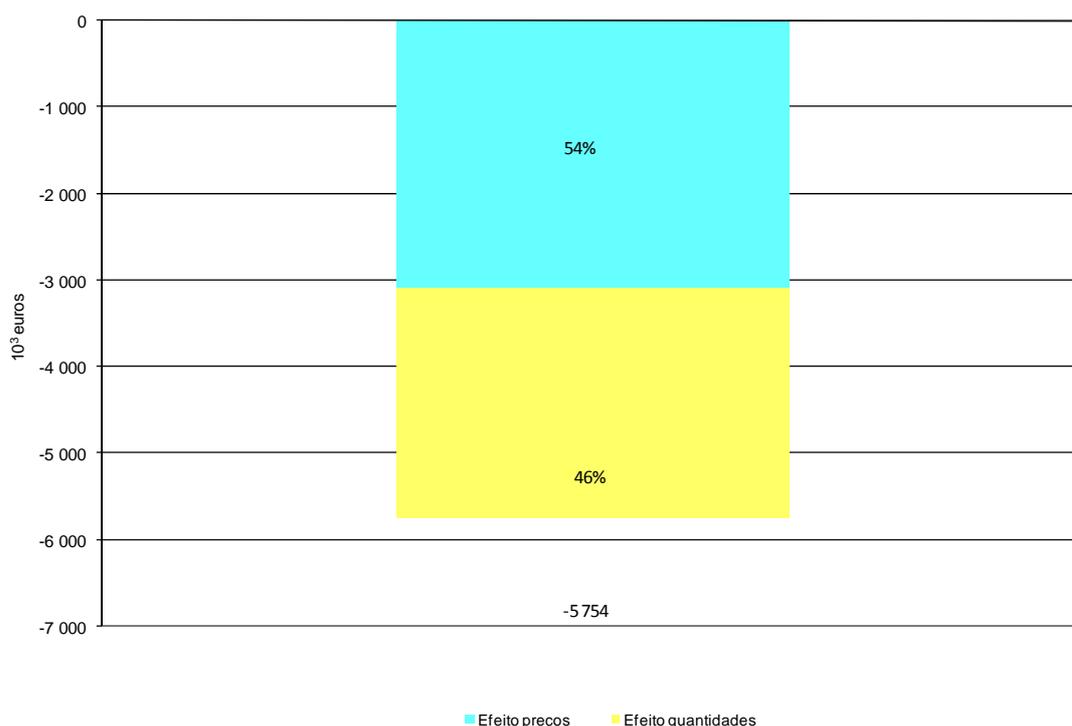
De seguida, apresentam-se os impactes das quantidades produzidas pelas centrais térmicas e dos custos unitários de combustíveis, na diferença apurada entre os encargos de combustíveis nas estimativas para o primeiro semestre de 2007 e nas tarifas de 2007.

IMPACTE DAS QUANTIDADES PRODUZIDAS PELAS CENTRAIS TÉRMICAS E DOS CUSTOS UNITÁRIOS DE COMBUSTÍVEIS

De modo a interpretar os desvios registados avaliou-se o efeito do comportamento observado no 1º semestre de 2007 das quantidades produzidas e dos preços dos combustíveis no valor do encargo de energia. O impacte provocado por cada variável é repartido de uma forma puramente teórica. Os restantes factores, de muito menor peso ou de carácter excepcional, não são incorporados nesta análise.

A Figura 4-6 evidencia que o impacte das quantidades produzidas, “efeito quantidade”, contribuiu em 46%⁹ para a diferença de 5,7 milhões de euros existente entre o encargo de combustível previsto para as tarifas de 2007 e o verificado no primeiro semestre de 2007, enquanto a variação dos custos unitários dos combustíveis, “efeito preço”, contribuiu em 54% para esta diferença.

Figura 4-6 - Impacte da estrutura de produção das centrais térmicas e da evolução dos custos de combustíveis



Fonte: ERSE, REN

⁹ Registe-se que o aumento do peso das centrais a fuelóleo é amenizado pelo menor valor dos custos de produção destas centrais face ao previsto. Isto reflecte-se no facto da diferença entre as quantidades implícitas nas tarifas de 2007 e as quantidades estimadas para o primeiro semestre de 2007 ser ligeiramente superior à diferença entre o encargo de combustível implícito nas tarifas de 2007 e o encargo de combustível estimado para o primeiro semestre de 2007.

2. CUSTOS DERIVADOS DA HIDRAULICIDADE

O mecanismo de correcção de hidraulicidade tem como objectivo regularizar a variação interanual dos encargos variáveis com a produção termoeléctrica e com a importação de electricidade, devido à irregularidade dos regimes hidrológicos. O ano de 2007 foi seco, caracterizado por um Índice de Produtibilidade Hidroeléctrica (IPH) de 0,88 o que significa que as afluências hidroeléctricas verificadas no território continental se situaram 12% abaixo da média das afluências registadas em períodos homólogos dos últimos anos.

De acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de Setembro, pretende-se com o mecanismo de correcção de hidraulicidade reduzir a variabilidade dos custos com a produção de energia eléctrica. O diferencial de custos devido à variação da produção hidroeléctrica é calculado pela diferença entre o custo de produção obtido por simulação da exploração do sistema electroprodutor com o regime ocorrido, e o custo de referência, correspondente à média dos custos calculados por simulações efectuadas com os regimes hidrológicos verificados nos últimos 30 anos.

Em regime hidrológico seco, o custo real de produção é maior que o custo de referência, suportando o fundo de correcção de hidraulicidade este diferencial. Em regime húmido, ocorre uma situação inversa, incorporando o fundo a diferença entre o custo verificado e o custo de referência.

A ocorrência de três meses com afluências muito favoráveis, não obstante a hidraulicidade no semestre ter sido desfavorável implicou um custo no sistema de 20 498 milhares de euros.

3. IMPORTAÇÕES, EXPORTAÇÕES E DESVIOS DE ENERGIA ELÉCTRICA

No cálculo dos proveitos permitidos para tarifas, não se previram quaisquer valores nem para importações, nem para exportações, nem para desvios.

No 1º semestre de 2007 importaram-se 5 837 GWh por 48 997 milhares de euros e exportaram-se 102 GWh por 11 031 milhares de euros. Foi ainda contabilizado um custo relacionado com desvios com entidades no mercado livre no total de 17 701 milhares de euros.

O saldo importador e os desvios totalizam no 1.º semestre de 2007 o montante de 55 667 milhares de euros.

4. LICENÇAS DE CO₂

De acordo com informação enviada pela REN, registou-se um custo de 5 559 milhares de euros com as licenças de CO₂.

4.2 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA DO AGENTE COMERCIAL

De acordo com os artigos 71.º do Regulamento Tarifário, os proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial, em 2009, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os valores transferidos da actividade de Gestão Global do Sistema referente ao 2.º semestre de 2007 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do respectivo artigo aos valores verificados no 2.º semestre de 2007.

O incentivo à optimização dos contratos de aquisição de energia eléctrica e o incentivo à óptima gestão das licenças de emissão de CO₂ só têm efeitos a partir de 2008.

O Quadro 4-23 compara os valores verificados no 2.º semestre de 2007 (“2.º sem 2007”), com os previstos em 2006 para o cálculo da tarifa de 2007 (“Tarifas 2007, 2.º sem). O desvio a repercutir nas tarifas de 2009 resulta da diferença entre os valores transferidos da concessionária da RNT de 32 126 milhares de euros e do comercializador de último recurso de 19 372 milhares de euros referente ao 2.º semestre de 2007 e os custos recalculados com os valores reais (33 705 milhares de euros).

Este montante é actualizado para 2009, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor em 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento dos proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica de Agente Comercial no 2.º semestre de 2007 a repercutir nas tarifas de 2009 é de 19 266¹⁰ milhares de euros.

¹⁰ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

Quadro 4-15 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade CVEE do Agente Comercial em 2007

Unidade: 10³ EUR

	2º sem 07	Tarifas 2007 2º sem	Diferença
Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	32 976	31 858	1 118
Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE e outros custos de energia	307 453	182 084	125 369
Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE e outros proveitos de energia	274 478	150 226	124 252
Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	729	2 244	-1 413
Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (valor líquido)	729	1 819	-1 090
Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica		323	-323
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações		2 886	-2 886
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica		3,5	
Valor previsto estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1		0	
Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2		0	
Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a GGS	33 705	34 102	-397
Proveitos obtidos da actividade de CVEE, transferidos da actividade de GGS e do CUR	51 497		
Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos	17 792		
Ajustamento em t, dos proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2	19 266		
Taxa de juro LISBOR a três meses, Junho ⁻³ _{t-1} + 0,5 pontos percentuais			5,447%

A 30 de Junho de 2007 cessaram 32 dos 34 CAE existentes. Estes CAE diziam respeito à energia produzida por centrais pertencentes ao grupo EDP. A cessação desses CAE permitiu a entrada em vigor dos CMEC a 1 de Julho de 2007. Com a entrada em vigor dos CMEC, efectua-se a implementação do mercado do lado da oferta de energia eléctrica, cabendo à REN um novo papel, o de gestor dos dois contratos remanescentes, celebrados com a Turbogás e com a Tejo Energia. Neste quadro, a REN deve revender no mercado a energia eléctrica produzida pelas centrais enquadradas por estes CAE e pagar esta energia aos custos definidos nos respectivos CAE. A diferença entre os custos e as receitas geradas pela venda dessa energia eléctrica corresponde ao diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica (sobrecusto CAE), individualizado na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial. Este diferencial é recuperado através da tarifa UGS, aplicada pelo Operador da Rede de Transporte paga por todos os consumidores de energia eléctrica. Para além do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE, os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial incorpora igualmente custos de funcionamento no âmbito desta actividade. No ponto seguinte apenas será analisado o ajustamento entre os valores previstos e verificados no ano t-2 do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE.

4.2.1 ANÁLISE DO SOBRECUSTO

O Quadro 4-16 apresenta os valores do sobrecusto do agente comercial previsto para o segundo semestre de 2007 e do sobrecusto ocorrido. Tendo em conta que a inclusão deste valor nas tarifas foi

efectuada a partir de Setembro de 2007, por via das novas tarifas aplicadas, o quadro inclui igualmente os valores dos proveitos permitidos relativos ao último quadrimestre do ano.

Observa-se que o encargo de energia e o encargo de potência representam grande parte dos custos implícitos no sobrecusto, sendo que os proveitos inerentes ao sobrecusto dizem em grande parte respeito às receitas de venda no mercado.

Observa-se igualmente que o diferencial de custo foi inferior ao previsto em 35,5%, isto é, em cerca de 18 milhões de euros. Se apenas forem considerados os 4 últimos meses do ano a diferença entre os valores previstos e ocorridos ainda seria superior ao previsto em 18,9 milhões de euros.

Quadro 4-16 - Análise do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE previsto e realizado

Unidade: 10³ EUR

	Previsto		Ocorrido		Diferença	
	Setembro - Dezembro	Julho- Dezembro	Setembro - Dezembro	Julho- Dezembro	Setembro - Dezembro	Julho- Dezembro
Encargo de Potência						
Tejo Energia	32 212	48 582	34 506	51 496	7,1%	6,0%
Turbogás	38 454	57 628	39 186	58 538	1,9%	1,6%
Total	70 666	106 210	73 691	110 034	4,3%	3,6%
Encargo de Energia						
Tejo Energia	31 067	43 283	35 312	48 954	13,7%	13,1%
Turbogás	87 895	148 680	91 595	118 846	4,2%	-20,1%
Total	118 962	191 963	126 907	167 800	6,7%	-12,6%
Licenças de CO₂						
Tejo Energia	-3 997	-5 545			-100,0%	-100,0%
Turbogás	-3 548	-6 110			-100,0%	-100,0%
Total	-7 545	-11 655			-100,0%	-100,0%
Receitas venda de energia eléctrica						
Tejo Energia	68 150	94 535	79 273	108 414	16,3%	14,7%
Turbogás	88 175	151 855	111 530	142 375	26,5%	-6,2%
Total	156 325	246 390	190 802	250 789	22,1%	1,8%
Reserva e regulação 3ª						
Tejo Energia	2 659	4 233	-124	1 202	-104,7%	-71,6%
Turbogás	3 440	6 799	3 256	4 732	-5,4%	-30,4%
Total	6 099	11 032	3 131	5 934	-48,7%	-46,2%
Diferencial						
Tejo Energia	-6 209	-3 983	-9 580	-6 762	54,3%	69,8%
Turbogás	38 066	55 142	22 507	39 740	-40,9%	-27,9%
Total	31 857	51 159	12 927	32 978	-59,4%	-35,5%

Os custos que mais contribuíram para que no 2º semestre de 2007 o diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE seja inferior ao previsto foram o encargo de

energia, inferior em 12,6% (24,2 milhões de euros) ao previsto, e os custos com reserva e regulação 3ª, que representaram pouco mais do que a metade do valor previsto. Registe-se que, no 2.º semestre de 2007, o encargo de energia relativo à central da Turbogás apresentou um valor inferior ao previsto em mais de 29,8 milhões de euros. Em sentido contrário, embora com menos impacte, o encargo de energia da Tejo Energia ultrapassou o previsto em cerca de 5,7 milhões de euros.

As receitas foram superiores ao previsto em 1,8%, contribuindo assim para reduzir o diferencial em cerca de 4,4 milhões de euros. As receitas geradas pela venda da energia produzida pela Tejo Energia contribuíram positivamente para esse valor, tendo sido superiores em 14,7% ao previsto (quase 14 milhões de euros), enquanto que em sentido contrário as receitas da Turbogás foram inferiores em 6,2% ao estabelecido nas tarifas.

No ponto seguinte serão analisadas as componentes que mais contribuem para o diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE, o encargo de energia, as receitas de venda de energia eléctrica e o encargo de potência. Como o encargo de energia e as receitas de venda de energia eléctrica são directamente dependentes da quantidade de energia produzida, estas componentes serão analisadas em conjunto.

4.2.2 ENCARGO DE ENERGIA E RECEITAS DE MERCADO

Tanto o encargo de energia como as receitas de mercado dependem das quantidades produzidas. O Quadro 4-17 mostra que a quantidade de energia produzida pelas centrais com CAE no segundo semestre de 2007 foi 15% mais baixa do que o previsto, cerca de 738 GWh. Para este facto contribuiu a central da Turbogás, cuja produção foi inferior em 24,4% ao previsto, isto é, em 742 GWh. Assim, parte das diferenças positivas entre os valores previstos e ocorridos para o encargo de energia e as receitas de mercado da Turbogás são explicados pela menor produção ocorrida. No caso da Tejo Energia, as produções previstas e verificadas são quase iguais.

Quadro 4-17 - Produção prevista e verificada

Unidade: GWh

	Previsto		Ocorrido		Diferença	
	Setembro - Dezembro	Julho- Dezembro	Setembro - Dezembro	Julho- Dezembro	Setembro - Dezembro	Julho- Dezembro
Tejo Energia	1 363	1 891	1 328	1 895	-2,6%	0,2%
Turbogás	1 764	3 037	1 734	2 295	-1,6%	-24,4%
Total	3 127	4 928	3 062	4 190	-2,1%	-15,0%

A quase totalidade do encargo de energia diz respeito ao encargo com o combustível. O Quadro 4-18 mostra que no 2º semestre de 2007 o encargo de combustível foi inferior ao previsto em quase 15%,

tendo sido inferior em quase 22%, no caso da Turbogás, e superior ao previsto em 9,4%, no caso da Tejo Energia, apesar de, nesta central, a produção quase coincidir com o previsto. Este facto deve-se ao encargo com combustível unitário da Tejo Energia ter sido superior ao previsto em 9,2% no 2º semestre de 2007. O encargo unitário da Turbogás foi, face ao previsto, superior em apenas 3,3%.

Quadro 4-18 - Encargo de combustível

	Previsto		Ocorrido		Diferença	
	Setembro - Dezembro	Julho- Dezembro	Setembro - Dezembro	Julho- Dezembro	Setembro - Dezembro	Julho- Dezembro
Encargo de combustível 10 ³ EUR						
Tejo Energia	31 285	43 472	34 296	47 578	9,6%	9,4%
Turbogás	87 460	150 594	90 667	117 574	3,7%	-21,9%
Total	118 745	194 066	124 964	165 153	5,2%	-14,9%
Encargo de combustível unitário EUR/MWh						
Tejo Energia	22,95	22,99	25,8	25,1	12,6%	9,2%
Turbogás	49,59	49,58	52,3	51,2	5,4%	3,3%
Total	37,98	39,38	40,8	39,4	7,5%	0,1%

O encargo unitário com o combustível entra em linha de conta com o custo dos combustíveis, bem como com o rendimento das centrais. Se a análise se cingir ao custo dos combustíveis, o Quadro 4-19 mostra que o custo do carvão da Tejo Energia foi superior em 8% ao previsto, enquanto que o custo do gás natural foi inferior em 2,7%.

Quadro 4-19 - Custo unitário dos combustíveis

	Implícito no sobrecusto previsto para 2007 (1)	Ocorrido 2º semestre (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia EUR/tec	71,3	77,0	8,0%
Turbogás cent €/m ³	28,8	28,0	-2,7%

No que diz respeito ao preço médio de venda da energia eléctrica, o quadro seguinte mostra que em ambos os casos estes foram superiores ao previsto, tendo esta diferença sido, *inclusive*, superior às diferenças apuradas para o encargo de combustível unitário. Assim, o preço médio de venda da energia eléctrica produzida pela Turbogás foi superior em 25,6% ao previsto, enquanto o encargo unitário com o

combustível foi superior ao previsto em apenas 3,3%. Por seu lado, o preço médio de venda da energia eléctrica produzida pela Turbogás foi superior em 18,5% ao previsto, enquanto o encargo unitário com o combustível foi superior ao previsto em apenas 9,2%.

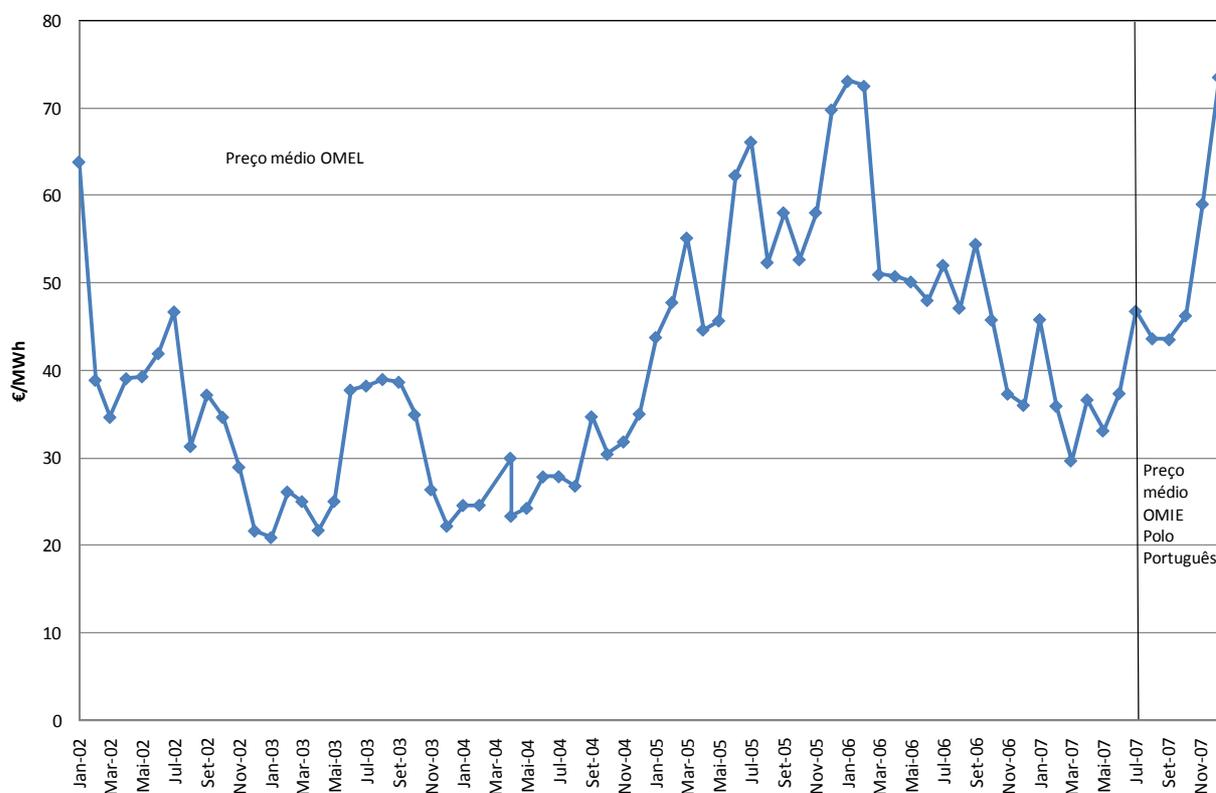
Quadro 4-20 - Preço médio de venda da energia eléctrica

Unidade: €/MWh

	Previsto		Ocorrido		Diferença	
	Setembro - Dezembro	Julho- Dezembro	Setembro - Dezembro	Julho- Dezembro	Setembro - Dezembro	Julho- Dezembro
Tejo Energia	48,0	47,8	59,8	56,6	24,5%	18,5%
Turbogás	48,0	47,8	62,4	60,0	29,9%	25,6%
Total	48,0	47,8	61,3	58,4	27,6%	22,3%

Os diferenciais entre os preços de venda previstos e ocorridos devem-se ao aumento significativo do preço no mercado spot de energia eléctrica ocorrido a partir de Outubro de 2007.

Figura 4-7 - Evolução do preço médio de mercado



Em suma, o *mark-up* da energia eléctrica vendida pelas centrais da Tejo Energia e da Turbogás foi superior ao esperado, tendo esta diferença sido maior no caso da Turbogás, do que no caso da Tejo Energia. Contudo, este último facto dever-se-á à produção da Turbogás ser mais baixa do que o previsto, permitindo uma colocação das centrais em horas com preços em média mais elevados. Registe-se igualmente que os ganhos na Turbogás decorrentes do *mark-up* ser mais elevado são parcialmente anulados por a produção ser mais baixa.

4.2.3 ENCARGO DE POTÊNCIA

O encargo de potência é uma das principais componentes do custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE. O quadro que se segue evidencia que o encargo de potência ocorrido no 2º semestre de 2007 foi superior ao previsto em 3,6%, em grande parte devido ao maior valor do encargo de potência da Tejo Energia.

Quadro 4-21 - Encargo de potência

Unidade: 10³ EUR

	Encargo de potência implícito no diferencial de custo previsto para 2007 (1)	Valores verificados em 2007 (2)	Desvio [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	48 582	51 496	6,0%
Turbogás	57 628	58 538	1,6%
Total	106 210	110 034	3,6%

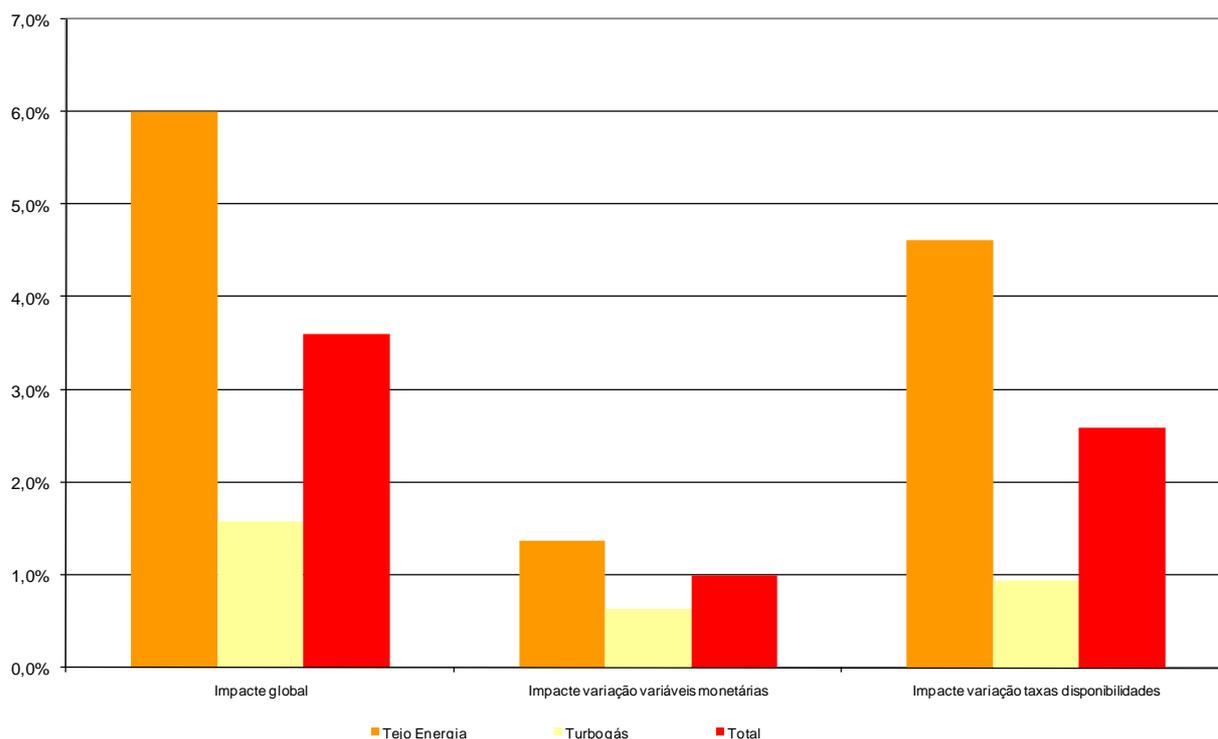
Os desvios ocorridos no encargo de potência foram analisados através da avaliação do comportamento observado no 2º semestre de 2007 das principais variáveis que condicionam o valor do encargo de potência. Estas variáveis são as variáveis monetárias (taxas de inflação e taxas de juro) e a disponibilidade das centrais. O impacte provocado por cada variável é estimado de um ponto de vista teórico. Outros factores, de carácter excepcional, não são incorporados nesta análise.

A Figura 4-1 apresenta os resultados apurados após a repartição dos desvios pela evolução das variáveis monetárias e pelas disponibilidades das centrais.

Observa-se que a diferença entre o encargo de potência previsto e verificado decorre em grande parte das disponibilidades das centrais terem sido superiores ao previsto. No caso da Tejo Energia, este efeito terá tido um impacte de cerca de 4,5% na diferença entre os encargos de potência previstos e ocorridos. No caso da Turbogás este impacte terá sido apenas de 0,9%.

A evolução das variáveis monetárias contribuiu de uma forma menos acentuada para a diferença positiva entre o encargo de potência ocorrido no segundo semestre de 2007 e previsto nesse período. Este factor deverá ter contribuído com uma diferença de cerca de 1,4% entre o encargo de potência previsto e ocorrido no caso da Tejo Energia e quanto à Turbogás com uma diferença de apenas 0,6%.

Figura 4-8 - Análise das diferenças entre o encargo de potência implícito nas Tarifas 2007 e o encargo de potência verificado no 2º semestre de 2007



O Quadro 4-4 apresenta o impacto das variáveis monetárias na diferença apurada entre os encargos de potência implícitos nas tarifas de 2007 e os encargos de potência verificados em 2007. As duas principais variáveis monetárias são as taxas de juro Euribor, a 1 mês e a 3 meses, e o IPC-h em Portugal continental.

Relativamente às taxas de juro, no 2º semestre de 2007 estas foram superiores ao considerado para esse ano nas tarifas de 2007. Registe-se que esta diferença é maior no caso da Euribor a 3 meses, a que o CAE da Tejo Energia se encontra indexado, do que no caso da Euribor a 1 mês a que se indexa o CAE da Turbogás, o que permite entender que o impacto da evolução das variáveis monetárias tenha sido maior na Tejo Energia do que na Turbogás. Por outro lado, também se pode observar que a variação média do índice de preços na União Europeia, variável que influencia o cálculo do encargo de potência no caso da Tejo Energia, foi muito superior ao previsto.

Quadro 4-22 - Variáveis monetárias utilizadas no cálculo dos Encargos de Potência

	Implícito no sobrecusto previsto para 2007	Verificado 2º semestre 2007
Evolução média dos preços na União Europeia em 2007 (Tejo Energia)	1,80%	3,10%
Média taxas de juro euribor a 1 mês em 2007 (Turbogás)	4,00%	4,32%
Média taxas de juro euribor a 3 meses em 2007 (Tejo Energia)	4,00%	4,63%

Fonte: INE, Banco de Portugal

4.3 GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

De acordo com os artigos 73.º e 74.º do Regulamento Tarifário, os proveitos a proporcionar em 2009 pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2007 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 dos respectivos artigos aos valores verificados em 2007.

O Quadro 4-23 compara os valores verificados em 2007 (“2007”), com os previstos em 2006 para o cálculo da tarifa de 2007 (“Tarifas 2007”), corrigidos com a revisão extraordinária das tarifas efectuada em Setembro de 2007. O desvio a repercutir nas tarifas de 2009 resulta da diferença entre os proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema fixada para 2007 (230 844 milhares de euros) e os proveitos permitidos recalculados com os valores reais (229 680 milhares de euros).

Este montante é actualizado para 2009, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor em 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

O ajustamento dos proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema em 2007 a repercutir nas tarifas de 2006 é de -7 691¹¹ milhares de euros.

¹¹ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Ajustamentos referentes a 2007 no Continente

Quadro 4-23 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade GGS em 2007

		2007	Tarifas 2007	Diferença 2007-tarifas 2007	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
A	Custos de gestão do sistema	99 522	96 289	-18 670	-19,4%
a	$Am_{GS,1}^{GS}$ Amortizações dos activos fixos	6 983	6 854	130	1,9%
b	$Act_{GS,1}^{GS}$ Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	42 823	43 822	-999	-2,3%
c	$f_{GS,1}$ Taxa de remuneração dos activos fixos	7,0	7,0		
d	$CSS_{GS,1}$ Custos dos serviços de sistema	49 908	70 357	-20 449	-29,1%
e	$CGS_{GS,1}$ Custos de exploração	13 756	11 745	2 011	17,1%
f	$It_{GS,1-2}^T$ Custos com interrupibilidade	21 972			
g	$S_{GS,1}$ Proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema	3 011	2 650	361	13,6%
h	$\Delta R_{GS,1-2}^T$ Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-6 916	-6 916	0	0,0%
B	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	130 159	134 555	-4 397	0
i	$RAA_{Pol,1}$ Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	3 442	3 442	0	0,0%
j	$RAM_{Pol,1}$ Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	894	894	0	0,0%
k	$\Delta RA_{PCL,1}^T$ Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs	0	0	0	
l	$R_{CVEE,1}^{AC}$ Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	31 073	34 102	-3 028	-8,9%
m	$TER_{Pol,1} = TER_{PUB,1} + TER_{PUDPH,1} + TER_{PUDZPH,1} + Am_{Pol,1}^{TerDPH} + Act_{Pol,1}^{TerDPH}$ Parcela associada aos terrenos hídricos	35 267	34 567	700	2,0%
	$TER_{PUDPH,1} = Am_{Pol,1}^{TerDPH}$ Parcela associada aos terrenos domínio público hídrico	32 945	32 898	47	0,1%
	$f_{Pol,1}^{TerDPH}$ Taxa Swap interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal verificada no dia 2 de Janeiro de 2007 (valores médios)	3,90	5,02	-1,13	-22,4%
	$Am_{Pol,1}^{TerDPH}$ Amortizações dos terrenos afectos ao domínio público hídrico	14 097	14 068	29	0,2%
	$Act_{Pol,1}^{TerDPH}$ Valor médio dos terrenos afectos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	374 885	374 839	45	0,0%
	Valor corrigido em Tarifas 2008	4 239			
	$TER_{PUDZPH,1} = Am_{Pol,1}^{TerZPH}$ Parcela associada aos terrenos da zona de protecção hídrica	2 322	1 669	653	39,1%
	$f_{Pol,1}^{TerZPH}$ Taxa Swap interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal verificada no dia 2 de Janeiro de 2007 (valores médios)	3,86	5,02	-1,16	-23,1%
	$Am_{Pol,1}^{TerZPH}$ Amortizações dos terrenos afectos à zona de protecção hídrica	723	721	2	0,3%
	$Act_{Pol,1}^{TerZPH}$ Valor dos terrenos afectos à Zona de protecção hídrica, líquido de amortizações e participações, a 31 de dezembro de t-1	18 894	18 896	-2	0,0%
	Valor corrigido em Tarifas 2008	870			
n	$TER_{Pol,1}^{9903,1}$ Remuneração dos terrenos de 1999 a 2005	21 665	21 665	0	0,0%
	Remuneração dos terrenos de 1999 a 2005	17 430	21 665		
	Valor corrigido em Tarifas 2008	4 235			
o	$REC_{GS,1}$ Custos com a ERSE	4 825	5 655	-830	-14,7%
p	$AdC_{Pol,1}$ Transferência para a Autoridade da Concorrência	328	328	0	0,0%
q	$OC_{Pol,1}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, nomeadamente custos do OMI e OMI Clear	2 145	2 145	0	0,0%
r	$ECP_{Pol,1}$ Custos com o PPEC	8 761	10 000	-1 239	-12,4%
s	$\Delta R_{Pol,1-2}^T$ Ajustamento no ano t, dos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral tendo em conta os valores	-21 757	-21 757	0	0,0%
D = A + B	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS	229 680	230 844	-23 066	-10,0%
E	Proveitos facturados com a tarifa de Uso Global do Sistema	222 763			
F = E - D	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos	-6 917			
G = F x (1+H)²	Ajustamento em t, dos proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2	-7 691			
H	i_{2008}^E taxa de juro EURIBOR a três meses, Junho t-1 + 0,5 ponto percentual				5,4470%

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

4.3.1 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

O desvio de -2,3% no activo líquido a remunerar resulta de uma sobrestimação dos valores previsionais de 2006, conforme se pode verificar no Quadro 4-24.

Quadro 4-24 - Movimentos no activo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2007 (1)	Tarifas 2007 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento Custos Técnicos^[1]	4 211	7 092	-40,6%
Activo Fixo Bruto^[1]			
Saldo Inicial (1)	170 002	173 279	-1,9%
Investimento Directo	273	170	
Transferências p/ exploração	9 512	10 141	
Reclassificações, alienações e abates	13 048	0	
Saldo Final (2)	192 834	183 589	5,0%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	130 642	131 185	-0,4%
Amortizações do Exercício	7 002	6 854	
Regularizações	8 457	0	
Saldo Final (4)	146 101	138 039	5,8%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	234	0	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	19	0	
Saldo Final (6)	215	0	
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2006 (7) = (1) - (3) - (5)	39 126	42 093	-7,1%
Valor de 2007 (8) = (2) - (4) - (6)	46 519	45 550	2,1%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	42 822	43 822	-2,3%

Nota:^[1] Exclui terrenos dos aproveitamentos hidroeléctricos transferidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.

Relativamente à parcela “Outros custos” (OG^{UGS}) verificou-se um acréscimo de 14,5%, conforme se pode observar no Quadro 4-25.

Importa referir que no 2.º semestre de 2007 com a extinção da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, o pessoal e os custos de estrutura desta actividade foram reafectados pelas restantes actividades reguladas, actividade de Gestão Global do Sistema e actividade de Transporte de Energia Eléctrica, pelo que parte dos desvios ocorridos nas duas actividades resulta desta reafecção de custos.

Quadro 4-25 - Outros custos da GGS

Unidade: 10³ EUR

	2007	Tarifas 2007	Desvio (2007 - Tarifas 2007)	
			Valor	%
Materiais Diversos	0	2	-2	-100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos ^[1]	5 040	4 211	829	19,7%
Custos com Pessoal	8 029	6 734	1 295	19,2%
Outros Custos Operacionais	2 368	2 667	-299	-11,2%
Provisões	423	276	147	53,3%
Custos e Perdas Extraordinários	41	0	41	
Total	15 901	13 890	2 011	14,5%

Fonte: REN

4.3.2 CUSTOS COM SERVIÇOS DO SISTEMA

O desvio no total dos serviços do sistema foi de -28,7% relativamente ao valor estimado. Os desvios das rubricas de “reguladores de centrais” e “custo da reserva girante” referentes ao 1.º semestre já foram objecto de análise no ponto 4.1.1.2.

Quadro 4-26 - Custos com serviços do sistema

Unidade: 10³ EUR

	2007	Tarifas 2007	Desvio (2007 - Tarifas 2007)	
			Valor	%
Arranques	1 491	7 137	-5 646	-79,1%
Reguladores das Centrais (1.º sem)	5 766	5 753	13	0,2%
Custo da Reserva Girante (1.º sem)	37 545	37 678	-133	-0,4%
	44 802	50 568	-5 766	-79,2%
EDIA	1 744	5 312	-3 568	-67,2%
Serviços do Sistema (2.º sem)	3 611	14 477	-10 866	-75,1%
Indemnização da Turbogás	-249			
Total	49 908	70 357	-20 200	-28,7%

Os custos dos serviços do sistema, considerados na coluna “Tarifas 2007”, resultam do valor apurado aquando da revisão extraordinária ocorrida em Setembro de 2007. Nesta revisão considerou-se que no 2.º semestre enquanto vigorasse o regime transitório nos meses de Agosto e Setembro, o custo com estes serviços correspondia a 2/12 do valor previsto para o ano todo e nos meses seguintes, havendo mercado para os mesmos, deixava-se de se considerar qualquer valor para efeitos de tarifas.

A redução de cerca de 67% dos custos com a EDIA resulta essencialmente do arranque do mercado a 1 de Julho de 2007 e por esse motivo a REN ter deixado de adquirir esta energia.

4.3.3 OUTROS PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Todas as rubricas de proveitos superaram as previsões excepto os proveitos com a rede de segurança que se reduziram cerca de 50%. No total o montante de proveitos superou o previsto em 14%.

Quadro 4-27 - Outros proveitos da GGS

Unidade: 10³ EUR

	2007	Tarifas 2007	Desvio (2007 - Tarifas 2007)	
			Valor	%
Proveitos da Rede de Segurança	913	1 786	-873	-49%
Outros Proveitos Operacionais	689	280	409	146%
Trabalhos Própria Empresa	1 007	484	523	108%
Rendas de Prédios	320	100	220	219%
Proveitos e Ganhos Extraordinários	82	0	82	
Total	3 011	2 650	361	14%

4.3.4 INTERRUPTIBILIDADE

Com a extinção da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica o custo com a interruptibilidade passou a ser integrado nos proveitos permitidos da actividade de Gestão Global do Sistema.

O montante de 21 972 milhares de euros diz respeito apenas ao 2.º semestre de 2007.

4.3.5 PARCELA ASSOCIADA AOS TERRENOS HÍDRICOS

A Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril, reviu as taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos e alterou a Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro. Assim, a taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico deixou de estar indexada à taxa *swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no primeiro dia do mês de Janeiro no ano *t-2*, divulgada pela Reuters à hora de fecho de Londres, acrescida de meio ponto percentual, e passou a estar indexada à taxa de variação dos últimos 12 meses do Índice de Preços no Consumidor, publicada pelo INE relativamente ao mês de Setembro do ano anterior ao de amortização legal dos terrenos em causa.

Considerou-se ainda que esta alteração da taxa teria efeitos a partir de 1 de Julho de 2007, à semelhança do indicado para a remuneração dos terrenos de 1999 a 2003.

A alteração da taxa no 2º semestre de 2007 implicou uma redução de proveitos de 4 239 milhares de euros relativamente ao previsto para Tarifas de 2007. Esta alteração de taxa aplicou-se também à

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Ajustamentos referentes a 2007 no Continente

remuneração dos terrenos da zona de protecção hídrica, valor incluído nos proveitos da Gestão Global do Sistema até 2007, o que implicou uma redução de proveitos de 870 milhares de euros nesta parcela.

Estes ajustamentos foram considerados no cálculo das tarifas de 2008, pelo que foram tidos em conta no ajustamento de 2007.

4.3.6 CUSTOS COM O PLANO DE EFICIÊNCIA NO CONSUMO

O quadro seguinte detalha os valores previstos no PPEC, e o incentivo já concedido, por cada medida de cada promotor.

Na primeira coluna apresentam-se os valores orçamentados das medidas seleccionadas no concurso do PPEC 2007. Algumas destas medidas são plurianuais apresentando prazos de implementação de dois ou três anos. Na segunda coluna apresentam-se os valores orçamentados relativos à implementação das medidas em 2007.

Quadro 4-28 - Execução orçamental do PPEC 2007

	Unidade:EUR		
	Previsto PPEC (2007-2009)	Previsto PPEC 2007	Incentivo PPEC'07 concedido
Unión Fenosa	564.177	430.300	372.217
UF_I2 - Construção do índice doméstico UF em Portugal	52.891	25.000	24.960
UF_I3 - Campanha do índice doméstico UF em Portugal	67.188	30.000	29.941
UF_I5 - Simuladores energéticos on-line	45.800	45.800	45.734
UF_I6 - Índice de eficiência energética para a indústria	145.798	77.000	77.000
UF_I7 - E-Prediagnóstico energético	97.500	97.500	39.990
UF_I9 - Compensação de energia reactiva	23.000	23.000	22.940
UF_I10 - Realização de auditorias energéticas	132.000	132.000	131.652
EDP Comercial	4.601.294	4.450.746	1.470.354
EDPC_I2 - E-nergy Bus - Autocarro temático	492.898	342.350	271.723
EDPC_I10 - Divulgação e promoção da utilização eficiente de energia eléctrica	21.000	21.000	17.492
EDPC_TI1 - Correção do factor de potência nos sectores da indústria e agricultura	1.013.260	1.013.260	2.159
EDPC_TI2 - Variadores electrónicos de velocidade na Indústria	1.468.054	1.468.054	1.685
EDPC_TR1 - Lâmpadas fluorescentes compactas	1.366.509	1.366.509	1.177.296
EDPC_TR2 - Promoção de frigoríficos eficientes no sector doméstico	239.573	239.573	0
EDP Distribuição	3.845.439	3.668.743	390.094
EDPD_I1 - O ambiente é de todos	460.000	460.000	248.950
EDPD_I2 - TopTen	100.304	52.180	16.827
EDPD_I3 - Ecofamílias	350.408	350.408	122.303
EDPD_I6 - Concurso ideias luminosas na área da eficiência energética	263.571	135.000	0
EDPD_TI1 - Correção do factor de potência no sector da indústria	555.767	555.767	1.216
EDPD_TC3 - Balastos electrónicos e lâmpadas eficientes	2.115.389	2.115.389	799
Endesa	1.222.232	1.150.003	302.868
END_I1 - E2Trade - Sistema voluntário de transacção de licenças de consumo de electricidade	210.450	138.221	69.400
END_TC1 - Substituição de balastos ferromagnéticos por electrónicos	305.742	305.742	0
END_TR2 - Substituição de lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas	706.040	706.040	233.468
EDA	41.213	41.213	40.525
EDA_I1 - Racionalização de consumos em aplicações de frio industrial	41.213	41.213	40.525
EEM	491.778	227.698	23.352
EEM_TC1 - Instalação de equipamentos de iluminação eficientes	245.889	113.849	11.676
EEM_TR2 - Instalação de equipamentos de iluminação eficientes	245.889	113.849	11.676
ISQ	16.492	16.492	0
ISQ_I5 - Formação em sistemas de iluminação, integração e eficiência energética	16.492	16.492	0
TOTAL	10.782.625	9.985.194	2.599.411

Refira-se que a EDP Comercial, a EDP Distribuição, a EEM, a ENDESA e o ISQ ainda não receberam o incentivo relativo ao segundo semestre de 2007, devido a atrasos ocorridos no processo de aprovação

dos relatórios de execução das medidas, que se prendem com o facto de os prazos de implementação do PPEC 2007 terem sido adiados 3 meses e por estar a decorrer um processo de pedidos de esclarecimento a alguns desses promotores.

Estima-se que os referidos pagamentos relativos ao segundo semestre ascendam a 6 162 086,95 euros.

Prevê-se que estes pagamentos sejam regularizados ainda em 2008. Assim, as medidas aprovadas para o PPEC 2007 foram executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto.

Quadro 4-29 - Execução orçamental do PPEC 2007 até ao final do ano 2008

	Unidade:EUR			
	Previsto PPEC 2007	Incentivo PPEC'07 concedido	Incentivo PPEC'07 a pagar até final 2008	Grau de execução previsto
Execução orçamental PPEC 2007 relativa à implementação das medidas em 2007	9.985	2.599	8.761	88%

O remanescente para os 10 milhões de euros (dotação orçamental do PPEC 2007, para o ano de 2007) totaliza 1 238,5 milhares de euros.

Devido ao diferimento de 3 meses introduzido na implementação dos PPEC 2007, os pagamentos aos promotores só começaram a ser efectuados em 2008, não tendo sido efectuado qualquer pagamento em 2007, pelo que é necessário devolver aos consumidores de energia eléctrica 477 238,77 euros relativos a juros, valor que será considerado nas tarifas de 2010 com os desvios de 2008, tendo em conta o valor efectivo de execução do PPEC.

4.4 TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o artigo 77.º do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos a proporcionar em 2009 pelas tarifas de Uso da Rede de Transporte são ajustados pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2007 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.º 1 do artigo 74.º aos valores verificados em 2007.

O Quadro 4-30 compara os valores verificados em 2007 ("2007") com os previstos em 2005 para o cálculo das tarifas de 2006 ("Tarifas 2006"). O desvio a repercutir nas tarifas de 2008 resulta da diferença entre os proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte fixadas para 2007 (198 772 milhares de euros) e os proveitos permitidos recalculados com os valores reais (189 788 milhares de euros), adicionados dos custos com a promoção do desempenho ambiental (2 086 milhares de euros), no total de 191 874 milhares de euros. Este montante de 6 899 milhares de euros é actualizado para 2008, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor em 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

Quadro 4-30 - Cálculo do ajustamento na actividade TEE

		2007	Tarifas 2007	Diferença 2007-tarifas 2007	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
Am_t^T	amortizações dos activos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica	65 267	68 875	-3 608	-5,2%
OC_t^T	outros custos associados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica	48 729	48 281	448	0,9%
Act_t^T	valor médio dos activos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e comparticipações	1 124 778	1 173 954	-49 177	-4,2%
r_t^T	taxa de rendibilidade permitida para os activos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica (%)	7,0%	7,0%		
S_t^T	proveitos facturados no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica e que não resultam das tarifas de URT	13 853	11 443	2 410	21,1%
Δ_{t-z}^T	Ajustamento em 2007, dos proveitos relativos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica de 2005	-10 910	-10 910	0	0,0%
R_t^T	Proveitos permitidos com as tarifas de Uso da Rede de Transporte	189 788	198 801	-9 013	-4,5%
R_t^T	Proveitos facturados com as tarifa de Uso da Rede de Transporte	198 772			
$R_t^T - R_t^T$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos	8 985			
Amb_t^T	Custos com a promoção da qualidade do ambiente	2 086			
l_{t-1}^T	taxa de juro EURIBOR a três meses, Junho de 2008 acrescida de 0,5 pontos percentuais	5,45%			
Δ_{2007}^T	Ajustamento em 2009, dos proveitos das tarifas de URT facturados em 2007	7 671			

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

4.4.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O desvio no activo líquido a remunerar e nas amortizações resulta essencialmente de uma redução do montante de transferências para exploração do que o previsto. O montante de participações também superou o estimado. O quadro seguinte apresenta os movimentos nos activos líquidos a remunerar.

Quadro 4-31 - Movimentos no activo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2007 (1)	Tarifas 2007 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento Custos Técnicos^[1]	234 821	224 844	4,4%
Activo Fixo Bruto ^[1]			
Saldo Inicial (1)	2 279 616	2 293 400	-0,6%
Investimento Directo	1 216	4 019	
Transferências p/ exploração	217 482	265 226	
Reclassificações, alienações e abates	-4 914	0	
Saldo Final (2)	2 493 400	2 562 644	-2,7%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	1 126 830	1 130 802	-0,4%
Amortizações do Exercício	70 082	73 228	
Regularizações	-395	0	
Saldo Final (4)	1 196 517	1 204 030	-0,6%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	103 384	86 867	
Comparticipações do ano	16 369	3 921	
Amortizações do ano	4 790	4 353	
Saldo Final (6)	114 963	86 435	
Comparticipações Invest. Em curso			
Saldo inicial líquido (7)	9 886		
Saldo Final (8)	17 112		
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2006 (9) = (1) - (3) - (5) + (7)	1 059 288	1 075 731	-1,5%
Valor de 2007 (10) = (2) - (4) - (6) + (8)	1 199 032	1 272 179	-5,7%
Activo líquido médio (11) = [(9) + (10)]/2	1 129 160	1 173 955	-3,8%

Nota: ^[1] O montante de participações em 2007 exclui as participações de imobilizado que ainda não passou à exploração.

A taxa de realização do investimento do ano relativamente ao previsto foi de 104,4%.

Durante o 2.º semestre de 2007 a REN recebeu um montante relativo a rendas de congestionamento de 23,2 milhões de euros. A ERSE considerou que este montante deve ser afectado às seguintes rubricas, de acordo com a seguinte prioridade:

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

Assim, o valor recebido em 2007 foi repartido da seguinte forma:

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

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

O Quadro 4-32 apresenta o investimento em interligações em 2007 e as previsões até 2011.

Quadro 4-32 - Investimento no reforço da capacidade de interligação

Unidade: 10³ EUR

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

A informação dos valores ocorridos e tendo em conta a entrada em exploração dos projectos implicou uma redução de proveitos permitidos em 2007 de 332¹² milhares de euros.

¹² 25 milhares de euros de amortizações e 207 milhares de euros de remuneração de activos por diminuição de 4 382 milhares de euros da base de activos a remunerar.

4.4.2 OUTROS CUSTOS (OC^T) NA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o Quadro 4-33, o desvio dos “Outros custos” (OC^T) foi praticamente nulo. Contudo por rubrica verifica-se um decréscimo da rubrica de fornecimentos e serviços externos, que segundo a empresa se deve ao adiamento de alguns trabalhos de conservação.

Como anteriormente referido a reafecção de custos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica extinta no 2.º semestre de 2007 implicou um acréscimo de custos nas restantes actividades reguladas.

O desvio ocorrido na rubrica de provisões resulta das alterações introduzidas em 2005 nas actualizações actuariais do plano médico.

Quadro 4-33 - Outros Custos (OC^T) na actividade TEE

Unidade: 10³ EUR

	2007	Tarifas 2007	Desvio (2007 - Tarifas 2007)	
			Valor	%
Custos com compensação síncrona	0	957	-957	-100%
Materiais Diversos	659	68	591	
Fornecimentos e Serviços Externos ^[1]	21 136	22 845	-1 709	-7%
Custos com Pessoal	23 643	22 638	1 005	4%
Outros Custos Operacionais	1 154	753	401	53%
Provisões	1 771	1 021	750	73%
Custos e Perdas Extraordinários ^[2]	366	0	366	
Outros Custos	48 729	48 281	448	0,9%

Notas:

^[1] Exclui custos com a promoção da qualidade do ambiente.

^[3] Exclui custos com a promoção da qualidade do ambiente 869 milhares de euros.

Fonte: REN

Durante o ano de 2007 e REN não incorreu em qualquer custo com compensação síncrona.

4.4.3 OUTROS PROVEITOS (S^T) NA ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o Quadro 4-34, verifica-se um aumento dos “Outros proveitos” (S^T) em cerca de 21,1%.

Quadro 4-34 - Outros proveitos (S^T) na actividade TEE

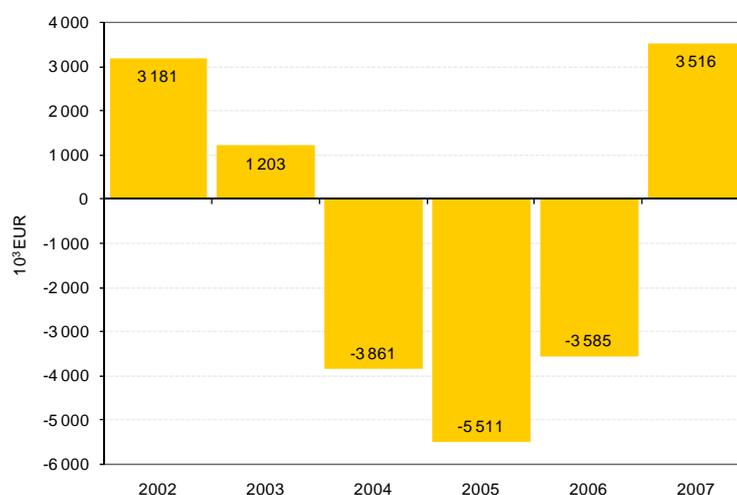
Unidade: 10³ EUR

	2007	Tarifas 2007	Desvio (2007 - Tarifas 2007)	
			Valor	%
Compensação entre TSO	0	0	0	
Prestações de Serviços	877	1 072	-195	-18%
Outros Proveitos Operacionais	882	908	-26	-3%
Trabalhos Própria Empresa	10 730	9 226	1 504	16%
Rendas de Prédios	262	237	25	11%
Proveitos e Ganhos Extraordinários	1 102	0	1 102	
Outros Proveitos	13 853	11 443	2 410	21,1%

Para o desvio da rubrica de “Outros proveitos” contribuíram, por um lado, as rubricas de trabalhos para a própria empresa e de proveitos e ganhos extraordinários cujos proveitos superaram o montante inicialmente previsto. O desvio da rubrica de trabalhos para a própria empresa está directamente com o investimento do ano que conforme mencionado superou as previsões em cerca de 4%.

Quanto ao valor da compensação entre TSO em 2007, e uma vez que o mecanismo tinha terminado em 2006 e não havia acordo entre os operadores das redes de transporte, nem pela sua manutenção nem pela sua substituição, não foi aceite o valor previsto pela REN de 4,2 milhões de euros. Em 2007 o custo incorrido foi de 3,5 milhões de euros.

O crescimento das importações decorrentes de contratações do SENV e vendas da REN, acompanhado por uma redução da energia de trânsito levou a que a REN tivesse passado de uma situação de recebedora, em 2002 e 2003, para pagadora desde 2004, conforme demonstrado na Figura 4-9.

Figura 4-9 - Compensação entre TSO

Como anteriormente mencionado, o montante recebido pela REN com as rendas de congestionamento superou o custo com as tarifas transfronteiriças pelo que não se considerou qualquer valor para efeitos de ajustamento.

4.4.4 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

No Anexo I encontra-se informação mais detalhada sobre a execução em 2007 do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) da REN.

A REN desenvolveu as seguintes medidas:

- Manutenção da vertente ambiental do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Segurança e Ambiente.
- Projecto de parceria para investigação e desenvolvimento sobre a Águia de Bonelli.
- Integração paisagística de subestações.
- Protecção da avifauna.
- Requalificação ambiental de corredores de linhas através da desmontagem de linhas fora de serviço.

Para efeitos tarifários devem ser considerados nesta actividade 2 086,3 milhares de euros de acordo com o quadro seguinte.

Quadro 4-35 - Custos aceites com o PPDA da REN

Medida	Unidade :EUR			
	MAT	AT	Total	Aceitação (%)
1 - Vertente ambiental do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Segurança e Ambiente	20 317,38	15 963,66	36 281,04	100
2 - Parcerias e projectos I&D - conservação da Águia de Bonelli	100 000,00	0,00	100 000,00	100
3 - Integração paisagística de subestações	409 587,21	321 818,52	731 405,73	100
4 - Protecção da avifauna	463 932,88	0,00	463 932,88	100
5 - Requalificação ambiental de corredores de linhas	754 653,59	0,00	754 653,59	100
TOTAL	1 748 491,06	337 782,18	2 086 273,24	100

4.5 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO Á REDE DE TRANSPORTE

De acordo com os artigos 78.º, 79.º e 80.º, do Regulamento Tarifário, os ajustamentos dos proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte são dados pelas diferenças entre os proveitos efectivamente facturados em 2007 e os que resultam da aplicação da fórmula básica do n.º1 de cada um dos respectivos artigos aos custos efectivamente ocorridos em 2007.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2009 por aplicação da UGS resulta da diferença entre os proveitos facturados pelo operador da rede de distribuição (691 659 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da UGS recalculados com os valores reais (668 134 milhares de euros). Esta diferença de 23 525 milhares de euros é actualizada para 2009 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor em 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2009 por aplicação da URT resulta da diferença entre os proveitos facturados pelo operador da rede de distribuição (198 272 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da URT recalculados com os valores reais (194 346 milhares de euros). Esta diferença de 3 926 milhares de euros é actualizada para 2009 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor em 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

O quadro seguinte sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

Quadro 4-36 - Cálculo do ajustamento na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		2007
		10 ³ EUR
A	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	668 134
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	223 718
	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	421 088
(+)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	219 912
(+)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	201 176
	CMEC	21 803
(+)	Parcela Fixa dos CMEC	21 803
(+)	Parcela de Acerto dos CMEC	0
(-)	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0
(-)	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-1 525
B	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	691 659
[B] - [A]	Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD	23 525
Δ_{2007}^T	Ajustamento em 2008, dos proveitos da tarifa de UGS facturados em 2007	26 158
C	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT	194 346
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	198 942
(-)	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	4 597
D	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	198 272
[D] - [C]	Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD	3 926
Δ_{2007}^T	Ajustamento em 2008, dos proveitos da tarifa de UGS facturados em 2007	4 366
i_{t-1}^T	taxa de juro EURIBOR a três meses, Junho de 2008 acrescida de 0,5 pontos percentuais	5,447%

4.6 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o n.º 4 do artigo 81.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é dado pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2007 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.º 1 do artigo 81.º aos valores realmente verificados em 2007, deduzido dos custos com os incentivos à redução de perdas, à melhoria da qualidade de serviço e à promoção da qualidade do ambiente.

O Quadro 4-37 compara os valores verificados em 2007 (“2007”) com os previstos em 2006 no cálculo das tarifas de 2007 (“Tarifas 2007”). O desvio a repercutir nas tarifas de 2009 resulta da diferença entre os proveitos facturados pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2007, de 1 116 526¹³ milhares de euros e a soma dos proveitos permitidos recalculados com os valores reais, no montante de 1 112 029¹⁴ milhares de euros, com os incentivos aceites *a posteriori* (15 027¹⁵ milhares de euros) no montante de 1 127 056 milhares de euros. Esta diferença de -10 530 é actualizada para 2009 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor em 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

¹³ Proveitos da URD_{AT/MT}, 432 613 milhares de euros + Proveitos da URD_{BT}, 683 913 milhares de euros.

¹⁴ Proveitos da DEE em AT/MT, 449 472 milhares de euros + Proveitos da DEE em AT/MT, 662 557 milhares de euros.

¹⁵ Melhoria da qualidade de serviço, 108 milhões de euros +
Promoção do desempenho ambiental em AT/MT e em BT, 3 390 milhares de euros + 526 milhares de euros +
Redução de Perdas AT/MT e BT, 6 488 milhares de euros + 4 515 milhares de euros.

Quadro 4-37 - Cálculo do ajustamento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

			Unidade: 10 ³ EUR	
			2007	Tarifas 2007
1	$F_{1,t}^D$	componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	139 410	139 410
2	$P_{1,t}^D$	componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/kWh)	0,005499	0,005499
3	$E_{1,t}^D$	energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em AT/MT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	46 972	47 042
4		custos do plano de apoio à reestruturação (PAR)	11 847	11 847
5	$\Delta_{1,t-2}^D$	ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ em AT/MT	-39 914	-39 914
6	$= (1)+(2)\times(3)/1000+(4)-(5)$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	449 472	449 854
7	$RP_{AT/MT}^D$	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	432 613	
8	$= (7) - (6)$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	-16 859	
9	RQS_t	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço	108	
10	$Amb_{1,t}^D$	Custos com a promoção da qualidade do ambiente, em AT/MT	3 390	
11	$PP_{1,t}^D$	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	6 488	
A	$\Delta_{AT/MT}^D = (8) - (9) - (10) - (11)$	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em 2007 em AT/MT	-26 844	
B	$\Delta_{AT/MT,2007}^D = A \times (1+i_{2008}^D)^2$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2007, em AT/MT	-29 848	
12	$F_{2,t}^D$	componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	272 080	272 080
13	$P_{2,t}^D$	componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/kWh)	0,013441	0,013441
14	$E_{2,t}^D$	energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em BT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)	24 724	24 782
15		custos do plano de apoio à reestruturação (PAR)	24 335	24 335
16	$\Delta_{2,t-2}^D$	ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ em BT	-33 829	-33 829
17	$= (12)+(13)\times(14)/1000+(15)-(16)$	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	662 557	663 340
18	RP_{BT}^D	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	683 913	
19	$= (18) - (17)$	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	21 356	
20	$Amb_{2,t}^D$	Custos com a promoção da qualidade do ambiente, em BT	526	
21	$PP_{2,t}^D$	Incentivo à redução de perdas, em BT	4 515	
C	$\Delta_{BT}^D = (19) - (20) - (21)$	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t em BT	16 315	
D	$\Delta_{BT,2007}^D = C \times (1+i_{2008}^D)^2$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2007, em BT	18 141	
E	$\Delta_{2007}^D = (B) + (D)$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2007	-11 708	
i_{t-1}^D	i_{2008}^D	taxa de juro EURIBOR a três meses, Junho, + 0,5 pp	5,447%	

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é regulada por preço máximo com uma evolução indexada à taxa de inflação através de variáveis parametrizadas para cada período de regulação. Os proveitos a proporcionar nesta actividade dependem dos seguintes factores:

- Energia eléctrica entregue pelas redes de distribuição.
- Nível de perdas nas redes de distribuição.
- Energia não distribuída em MT.
- Eventuais custos de política ambiental.

Seguidamente é apresentado, para cada um destes factores, o desvio verificado em 2007.

4.6.1 ENERGIA ELÉCTRICA ENTREGUE PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Verificou-se um desvio nas quantidades entregues pelas redes de AT/MT e de BT relativamente ao estimado em -2,2% e -3,9%, respectivamente (Quadro 4-38).

Quadro 4-38 - Energia entregue pelas redes da distribuição

Unidade: GWh

	2007	Tarifas 2007	Desvio (2007 - Tarifas 2007)	
			Valor	%
Redes de AT/MT	46 007	47 042	-1 035	-2,2%
AT	6 276	6 309	-33	-0,5%
MT	14 388	14 360	28	0,2%
BT ajustada para rede de AT/MT	25 343	26 373	-1 030	-3,9%
Redes de BT	23 817	24 782	-965	-3,9%

Nota: O coeficiente de ajustamento para perdas utilizado para a BT é de 6,41, o utilizado para o cálculo das tarifas de 2007 foi de 6,43.

4.6.2 NÍVEL DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

No Regulamento Tarifário está previsto um mecanismo de incentivo à redução das perdas na rede de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento do operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental relativamente a projectos que permitam alcançar reduções extraordinárias de perdas, ou seja, além dos investimentos previstos pela empresa para fazer face à evolução normal dos consumos. Assim, este mecanismo permite ao operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho, caso consiga reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência determinado pela ERSE.

Com o valor de referência de perdas na rede de distribuição, o mecanismo de incentivo prevê ainda:

- Parâmetro de valorização unitário das perdas, V_p , previsto no artigo 111.º do Regulamento Tarifário.
- Valor limite máximo para a aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas (limite também válido em caso de penalização).

No início do actual período regulatório, definiu-se o valor das perdas de referência¹⁶ para cada um dos 3 anos do período, de acordo com o Quadro 4-39.

Quadro 4-39 - Valores de perdas de referência e valores limite do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição

	2006	2007	2008
Valor das perdas de referência	8,38%	8,30%	8,22%

Foi também estabelecido o valor de 0,5 pontos percentuais, em relação ao valor de referência de cada ano, como limite do mecanismo de incentivo.

VALORIZAÇÃO DAS PERDAS

O valor do parâmetro de valorização unitário das perdas, V_p , de 0,06028 €/kWh resulta da média ponderada de 6 meses valorizado a preço médio da TEP (0,05622 €/kWh) e os restantes 6 meses valorizados ao preço médio de mercado (0,05216 €/kWh).

Em 2007, as perdas reais verificadas na rede de distribuição foram de 7,86%. Uma vez que para 2007, o valor de referência é de 8,30%, a valorização das perdas resulta num montante de 11 003 milhares de euros a recuperar pelo operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental.

4.6.3 INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

De acordo com o artigo 108.º do Regulamento Tarifário¹⁷, o valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT depende do valor da energia não distribuída (END). Este incentivo tem uma actuação *a posteriori* com um desfasamento de dois anos.

O valor da energia não distribuída é calculado através da seguinte fórmula:

$$END=ED \times TIEPI/T$$

¹⁶ Para efeitos do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição, os valores das perdas deverão ser referidas à saída da rede de distribuição, excluindo portanto os consumos em MAT.

¹⁷ Regulamento Tarifário aprovado pelo Despacho n.º 18993-A/2005 publicado em Suplemento ao Diário da República n.º 167/05 (2.ª série), de 31 de Agosto. O Regulamento Tarifário actualmente em vigor, aprovado pelo Despacho n.º 22393/2008 publicado em Diário da República, n.º 167 (2.ª série), de 29 de Agosto, na sua Secção IX do Capítulo IV, artigos 107.º a 109.º, mantém a mesma metodologia para o cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

O indicador geral de continuidade de serviço Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (*TIEPI*) é determinado de acordo com o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço, sendo consideradas as interrupções acidentais com duração superior a 3 minutos, excluindo as interrupções originadas na Rede Nacional de Transporte.

A Energia Distribuída (*ED*) é calculada de acordo com a metodologia estabelecida no documento da ERSE "Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2003" com a respectiva adaptação atendendo à organização actual do sector. T corresponde ao número de horas do ano em causa.

Os valores dos parâmetros do mecanismo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, em vigor em 2007, publicados com as tarifas e os preços da energia eléctrica para o ano de 2006, através do Despacho n.º 26515-A/2006, de 29 de Dezembro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 4-40.

Quadro 4-40 - Valores dos parâmetros de qualidade de serviço em vigor para 2007

END_{REF}	$0,000175 \times ED$
ΔV	$0,12 \times END_{REF}$
VEND	1,5 €/ kWh
$ RQS_{max} = RQS_{min} $	5 000 000 €

O valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço relativo a 2007 foi determinado com base na informação disponibilizada à ERSE e considerada a mais adequada ao cálculo do valor de *ED*, i.e., atendendo à discriminação por período horário e nível de referência.

O Quadro 4-41 apresenta o modo de determinação da *END* em 2007, com indicação dos valores de energia activa utilizados, das diversas parcelas que constituem a *ED* e do valor de *TIEPI* obtido em 2007 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Quadro 4-41 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2007

Valores de energia activa 2007	Período horário - h				Total
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	
W_{RNT} : entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	6950316,58	23178574,36	12977542,92	6381268,78	49487702,64
$W_{CMAT CUR}$: vendas a clientes finais do Comercializador de Último Recurso (MWh)	97190,86	681369,74	481947,21	266896,29	1527404,10
$W_{CMAT ML}$: vendas a clientes finais do mercado livre (MWh)	643,20	1748,34	618,52	130,08	3140,14
$W_{RNT AT} = W_{RNT} - W_{CMAT CUR} - W_{CMAT ML}$ (MWh)	6852482,52	22495456,28	12494977,19	6114242,40	47957158,39
γ_{AT}	0,0152	0,0137	0,0108	0,0099	-
$1 + \gamma_{AT}$	1,0152	1,0137	1,0108	1,0099	-
$(1 + \gamma_{AT})^{-1}$	0,9850	0,9865	0,9893	0,9902	-
$(W_{RNT AT} + W_{PAT}) \times (1 + \gamma_{AT})^{-1}$ (MWh)	6749884,28	22191433,64	12361473,28	6054304,78	47357095,98
$W_{CAT CUR}$: vendas a clientes finais do Comercializador de Último Recurso (MWh)	696148,62	2659351,80	1879036,11	1030662,08	6265198,62
$W_{CAT ML}$: vendas aos clientes do mercado livre referencial de consumo (MWh)	1489,96	6261,35	1734,98	1300,69	10786,98
$W_{CAT} = W_{CAT CUR} + W_{CAT ML}$ (MWh)	697638,58	2665613,15	1880771,10	1031962,77	6275985,60
$(W_{RNT AT}) \times (1 + \gamma_{AT})^{-1} - (W_{CAT})$ (MWh)	6052245,70	19525820,49	10480702,18	5022342,01	41081110,38
W_{PMT} (obs.: incluído em $W_{RNT AT}$ sendo por esta forma afectado por γ_{AT}) (MWh)					
W_{PBT} (obs.: incluído em $W_{RNT AT}$ sendo por esta forma afectado por γ_{AT}) (MWh)					
$W_{PMT} + W_{PBT}$ (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
$ED = [(W_{RNT AT}) \times (1 + \gamma_{AT})^{-1} - (W_{CAT})] + [W_{PMT} + W_{PBT}]$ (MWh)					41081110,38
TIEPT (min)					80,02
TIEPT (h)					1,33
T (h)					8760,00
$END = ED \times TIEPT / T$ (MWh)					6254,75

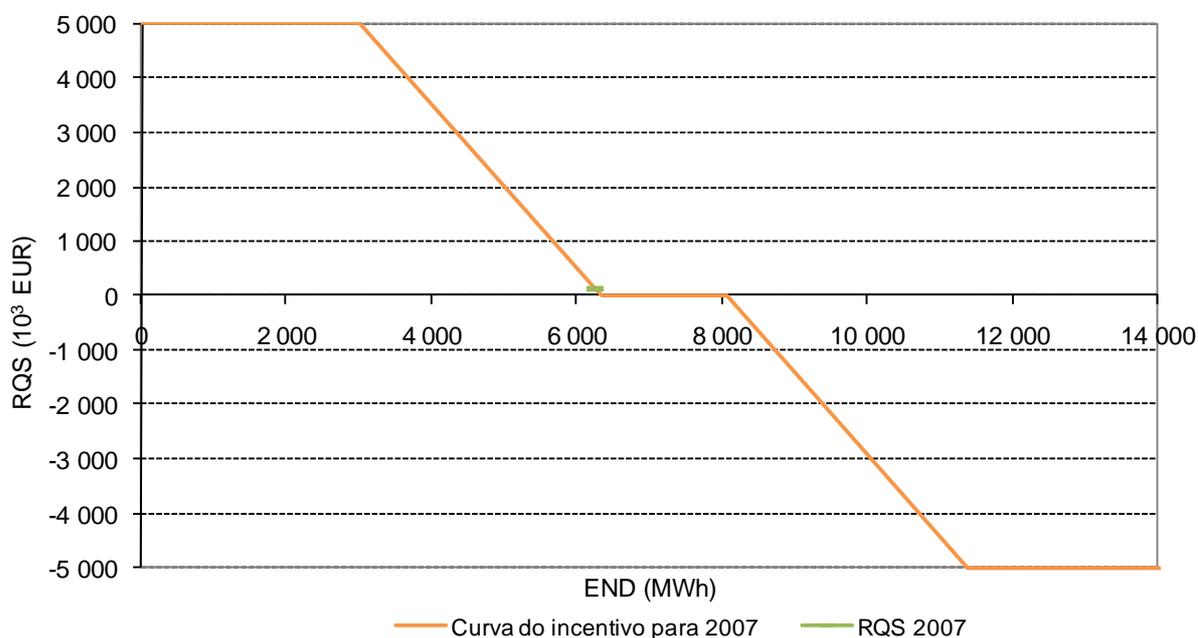
Com base no valor de energia distribuída em 2006 obtêm-se os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que se apresentam no Quadro 4-42.

Quadro 4-42 - Valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2007

END (MWh)	6254,75
$END_{REF} = 0,000175 \times ED$ (MWh)	7189,19
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$ (MWh)	862,70
$END_{REF} - \Delta V$ (MWh)	6326,49
$END_{REF} + \Delta V$ (MWh)	8051,90

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de END em 2007 superior a $END_{REF} - \Delta V - (RQS_{max} / VEND)$ e inferior a $END_{REF} - \Delta V$, o valor do incentivo a aplicar em 2009 corresponde a 107 605,65 euros.

Na Figura 4-10 é possível visualizar a curva do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2007, bem como o posicionamento do respectivo valor de END e incentivo associado.

Figura 4-10 - Incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2007

4.6.4 CUSTOS COM A PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

No Anexo II encontra-se informação mais detalhada sobre a execução em 2007 do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) da EDP Distribuição.

A EDP Distribuição desenvolveu as seguintes medidas:

- Centralização de materiais levantados da rede.
- Caracterização de campos electromagnéticos.
- Implementação de um sistema de gestão ambiental.
- Controlo de emissões de SF₆.
- Integração paisagística de linhas e instalações afectas à distribuição de energia eléctrica.
- Protecção da avifauna.
- Formação em ambiente.

Para efeitos tarifários devem ser considerados nesta actividade 3 915,9 milhares de euros, de acordo com o quadro seguinte.

Quadro 4-43 - Custos aceites com o PPDA da EDP Distribuição

Unidade: EUR

Medida	AT	MT	BT	Total	Aceitação (%)
P1 - Centralização e parqueamento de materiais levantados da rede, potenciais resíduos da actividade de distribuição de energia eléctrica	8.139,31	10.852,41	8.139,31	27.131,03	100
P2 - Caracterização de campos electromagnéticos	46.076,00	8.019,00	0,00	54.095,00	100
P3 - Implementação de um SGA	16.000,00	0,00	0,00	16.000,00	100
P4 - Controlo de emissões SF6	7.402,09	0,00	0,00	7.402,09	100
P5 - Integração paisagística	1.247.999,00	1.272.110,00	495.927,00	3.016.036,00	100
P6 - Protecção da avifauna	12.462,80	746.205,12	0,00	758.667,92	100
P7 - Formação em ambiente e sustentabilidade	4.669,07	10.324,56	21.540,56	36.534,19	100
TOTAL	1.342.748,27	2.047.511,09	525.606,87	3.915.866,23	100

4.7 COMERCIALIZAÇÃO DE REDES

De acordo com o n.º 4 do artigo 82.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Redes é dado pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2007 e os proveitos permitidos ao operador da rede de distribuição no âmbito da actividade de Comercialização de Redes, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, com base nos quais foi determinada a tarifa de Comercialização de Redes para vigorar em 2007.

A actividade de Comercialização de Redes é regulada por taxa de remuneração com custos aceites a *priori* pelo que o ajustamento a repercutir dois anos depois resulta exclusivamente da variação do número de clientes do mercado regulado e do mercado liberalizado relativamente ao estimado e que serviu de base para cálculo das tarifas em vigor.

O Quadro 4-44 apresenta os proveitos obtidos na actividade de Comercialização de Redes, em 2007, por aplicação das tarifas em vigor pelo número de consumidores por nível de tensão: NT (que inclui MAT, AT e MT), BTE e BTN.

Quadro 4-44 - Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes, em 2007

	Tarifas 2007			Real 2007	
	Proveitos Permitidos	Número de Clientes	Tarifas CRedes	Número de Clientes	Facturação
	10 ³ EUR (1)	(2)	€/mês/cliente (3) = [(1) / (2)]/12x1000	(4)	10 ³ EUR (5) = (3) x (4) x 12 / 1000
NT	28 222	22 709	103,56	22 224	27 618
Clientes MR		19 942		20 138	
Clientes ML		2 767		2 086	
BTE	10 245	30 615	27,89	30 922	10 349
Clientes MR		24 616		25 093	
Clientes ML		5 999		5 829	
BTN	113 444	5 990 073	1,58	5 936 076	112 548
Clientes MR		5 877 275		5 860 865	
Clientes ML		112 798		75 211	
Total	151 911	6 043 397		5 989 222	150 515

Da diferença entre o montante facturado em 2007, de 150 515 milhares de euros, e o montante de proveitos permitidos, calculados em 2006 para Tarifas 2007, de 151 911 milhares de euros apura-se um

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Ajustamentos referentes a 2007 no Continente

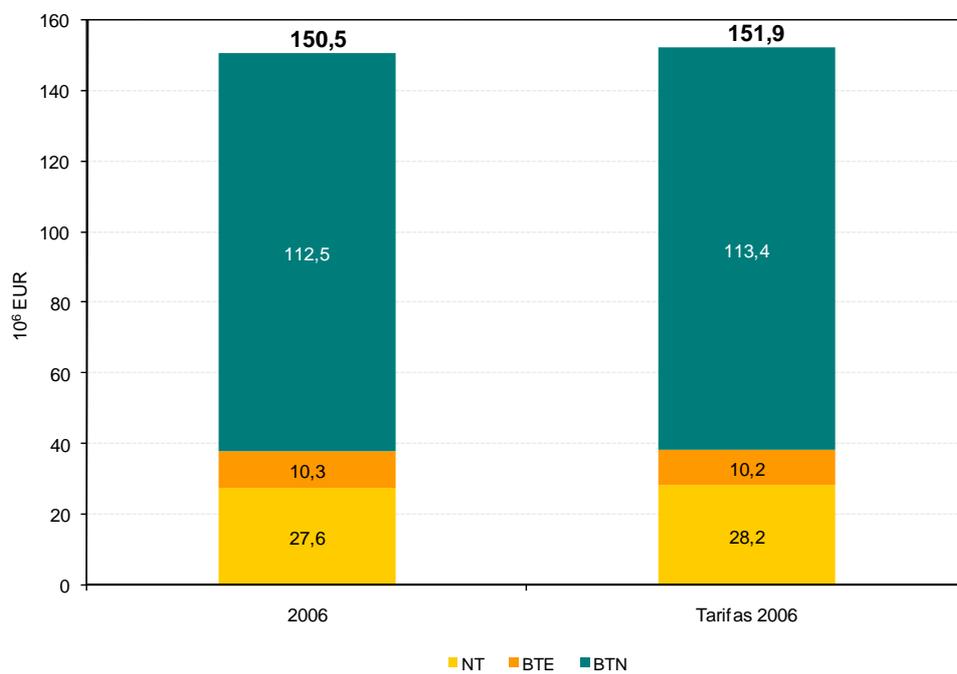
desvio de -1 396¹⁸ milhares de euros o qual se encontra desagregado por nível de tensão no quadro seguinte. Este desvio é actualizado para 2009 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor em 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

Quadro 4-45 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização de Redes

			Unidade: 10 ³ EUR
			2007
1		Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes em NT	27 618
2		Proveitos permitidos em NT, calculados em 2006 para Tarifas 2007	28 222
A	$\Delta_{NT,T}^{CR} = (1) - (2)$	Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes em 2006 em NT	-604
B	$\Delta_{NT,2007}^{CR} = A \times (1+i_{2008}^{CR})^2$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes, em 2007, NT	-672
3		Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes em BTE	10 349
4		Proveitos permitidos em BTE, calculados em 2006 para Tarifas 2007	10 245
C	$\Delta_{BTE,T}^{CR} = (3) - (4)$	Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes em 2007 em BTE	104
D	$\Delta_{BTE,2007}^{CR} = C \times (1+i_{2008}^{CR})^2$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes, em 2007, BTE	116
5		Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes em BTN	112 548
6		Proveitos permitidos em BTN, calculados em 2006 para Tarifas 2007	113 444
E	$\Delta_{BTN,T}^{CR} = (5) - (6)$	Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes em 2007 em BTN	-896
F	$\Delta_{BTN,2007}^{CR} = E \times (1+i_{2008}^{CR})^2$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes, em 2007, BTN	-996
G	A + C + E	Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes em 2007	-1 396
H	$\Delta_{2007}^{CR} = B + D + F$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes, em 2007	-1 552
i_{t-1}^{CR}	i_{2008}^{CR}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em 30 de Junho de 2008, + 0,5 pp	5,447%

Na Figura 4-11 apresentam-se os proveitos permitidos que serviram de base para o cálculo das tarifas em 2007 e os que se verificaram em 2007, desagregados por nível de tensão.

¹⁸ Um desvio negativo significa um valor a recuperar pela empresa.

**Figura 4-11 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de Credes
(real 2007 e tarifas 2007)**

4.8 COMERCIALIZAÇÃO

De acordo com o n.º 3 do artigo 86.º do Regulamento Tarifário o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização é dado pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados em 2007 e a soma dos proveitos permitidos do comercializador de último recurso no âmbito da actividade de Comercialização, por nível de tensão, com base nos quais foi determinada a tarifa de Comercialização para vigorar em 2007.

A actividade de Comercialização é regulada por taxa de remuneração com custos aceites *a priori* sendo o ajustamento a repercutir dois anos depois resultante da variação do número de clientes do mercado regulado relativamente ao estimado e que serviu de base para cálculo das tarifas em vigor

O Quadro 4-46 apresenta os proveitos obtidos na actividade de Comercialização, em 2007, por aplicação das tarifas em vigor pelo número de consumidores.

Quadro 4-46 - Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização, em 2007

	Tarifas 2007			Real 2007	
	Proveitos Permitidos	Número de Clientes	Tarifas C	Número de Clientes	Facturação
	10 ³ EUR		€/mês/cliente		10 ³ EUR
	(1)	(2)	(3) = [(1) / (2)] x 12 x 1000	(4)	(5) = (3) x (4) x 12 / 1000
NT	9 937	19 942	41,52	20 135	10 034
BTE	3 490	24 616	11,81	25 113	3 556
BTN	80 296	5 877 275	1,14	5 859 868	80 177
Total	93 722	5 921 833		5 905 116	93 767

Da diferença entre o montante facturado em 2007, de 93 722 milhares de euros, e o montante de proveitos permitidos, calculados em 2006 para Tarifas 2007, de 93 767 milhares de euros apura-se um desvio de 44¹⁹ milhares de euros. Este desvio é actualizado para 2009 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses em vigor em 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

¹⁹ Um desvio de sinal positivo significa valor a devolver pela empresa.

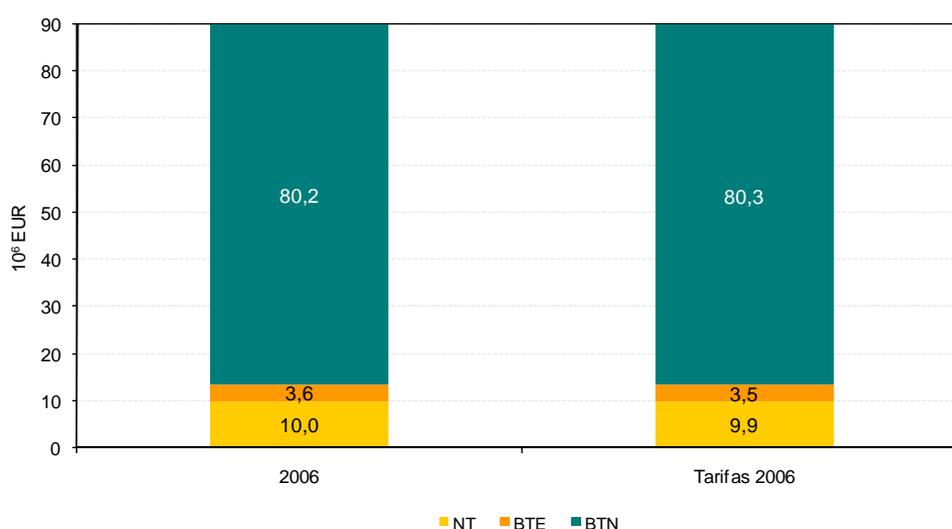
Quadro 4-47 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização

Unidade: 10³ EUR

			2007
1		Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização do CUR, em NT	10 034
2		Proveitos permitidos em NT, calculados em 2006 para Tarifas 2007	9 937
A	$\Delta_{NT,T}^{CE} = (1) - (2) - (3)$	Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2007, em NT	97
B	$\Delta_{NT,2007}^{CE} = A \times (1+i_{2008}^{CE})^2$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2007, NT	108
4		Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização do CUR, em BTE	3 556
5		Proveitos permitidos em BTE, calculados em 2006 para Tarifas 2007	3 490
C	$\Delta_{BTE,T}^{CE} = (4) - (5) - (6)$	Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2007, em BTE	66
D	$\Delta_{BTE,2007}^{CE} = C \times (1+i_{2008}^{CE})^2$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2007, BTE	74
7		Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização do CUR em BTN	80 177
8		Proveitos permitidos em BTN, calculados em 2006 para Tarifas 2007	80 296
E	$\Delta_{BTN,T}^{CE} = (7) - (8) - (9)$	Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2007, em BTN	-119
F	$\Delta_{BTN,2007}^{CE} = E \times (1+i_{2008}^{CE})^2$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2007, BTN	-133
G	A + C + E	Desvio dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2007	44
H	$\Delta_{2006}^{CE} = B + D + F$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Comercialização do CUR, em 2007	49
i_{t-1}^{CE}	i_{2008}^{CE}	taxa de juro EURIBOR a três meses, em 30 de Junho de 2008, + 0,5 pp	5,447%

Na Figura 4-12 apresentam-se os proveitos permitidos que serviram de base para o cálculo das tarifas em 2006 e os que se verificaram em 2007, desagregados por nível de tensão, excluindo os custos com os programas de gestão da procura.

Figura 4-12 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de Comercialização (real 2007 e Tarifas 2007)



4.9 ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

DIFERENCIAL DE CUSTO COM AS AQUISIÇÕES AOS PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL.

De acordo com o artigo 83º do Regulamento Tarifário o diferencial do custo com aquisição de produtores em regime especial resulta da diferença entre o valor de sobrecusto considerado nas tarifas de 2007 e a diferença entre os custos reais com a aquisição a estes produtores e as quantidades adquiridas valorizadas a preço de mercado.

O desvio de 2007 a repercutir em 2009 é de 52 908²⁰. incluindo juros à taxa EURIBOR a 3 meses, em vigor em 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

Quadro 4-48 - Cálculo do ajustamento do sobrecusto da PRE

Unidade: 10 ³ EUR	
2007	
Aquisição aos PRE	496 440
Quantidades	5 306
Preço de mercado	57,39
Sobrecusto	191 947
Sobrecusto considerado para tarifas 2007	219 912
Desvio no valor do sobrecusto	27 965
taxa de juro	5,447%
Desvio actualizado Sobrecusto PRE^{FER}	31 094
Aquisição aos PRE	458 390
Quantidades	4 824
Preço de mercado	57,39
Sobrecusto	181 558
Sobrecusto considerado para tarifas 2007	201 176
Desvio no valor do sobrecusto	19 618
taxa de juro	5,447%
Desvio actualizado Sobrecusto PRE^{FER}	21 814
Desvio Sobrecusto PRE	52 908

²⁰ Um desvio de sinal positivo significa valor a devolver pela empresa.

CUSTOS COM A ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o artigo 84º Regulamento Tarifário os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica são ajustados pela diferença entre os valores facturados pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de energia e os custos com aquisição de energia eléctrica calculados com base em custos reais. O ajustamento na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica referente a 2007 a repercutir nas tarifas de 2009 é de -100 504²¹ milhares de euros, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-49.

Quadro 4-49 - Cálculo do ajustamento na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica

		Unidade: 10 ³ EUR
		2007
A	Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	2 625 958
+	Aquisições à RNT	1 010 735
+	OMIP/OMEL	1 269 940
+	PRE	581 325
-	"Incidente" de 22 de Julho	-311
+	Acerto de contas	6 402
+	Serviços do sistema	10 276
+	Custos de funcionamento	1 600
-	Vendas ao MIBEL	230 629
-	Acerto de contas	23 380
B	Ajustamentos	97 065
+	$\Delta_{NT,t-2}^{TEP}$	45 484
+	$\Delta_{BT,t-2}^{TEP}$	-40 409
+	$\Delta_{CSENV,t-2}$	107 932
+	Δ_{t-2}^{TVCf}	-15 942
C	Total dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (A - B)	2 528 893
D	Proveitos obtidos por aplicação da TE	2 410 838
E	Défi ce tarifário de BT	49 039
F	Desvio nos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (C - D - E)	-69 017
K	Taxa de juro EURIBOR a três meses, Junho de 2008 acrescida de 0,5 pontos percentuais	5,447%
L	Ajustamento dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica actualizado para 2009	-76 741
M	Valor do ajustamento provisório de 2007, calculado em 2007 e devolvido em 2008	22 536
N	Valor do ajustamento provisório de 2007, calculado em 2007 e devolvido em 2008, actualizado para 2009	23 764
O	Ajustamento em 2009 dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, em 2007 (L - N)	-100 504

²¹ Um ajustamento de sinal negativo significa valor a recuperar pela empresa.

DESVIO DA ADITIVIDADE TARIFÁRIA

As tarifas dos clientes do comercializador de último recurso estão a evoluir para uma estrutura totalmente aditiva. O mecanismo de convergência que procura limitar os impactes nos preços finais desta mudança de estrutura, está previsto no Regulamento Tarifário, e actua sobre os preços das tarifas dos clientes do comercializador de último recurso, não permitindo que cada preço suba acima da variação do Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado, preservando o valor global dos proveitos permitidos.

Durante esta fase transitória, as tarifas não são totalmente aditivas, pelo que em 2007 ocorreu um desvio na ordem dos -57 531 milhares de euros. Este desvio é actualizado para 2009 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor em 30 de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

4.10 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ACTIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 4-50 permite comparar os proveitos permitidos a proporcionar em 2007 definidos em 2006, com os proveitos permitidos recalculados no ano 2008, com base nos valores verificados em 2007. Apresenta-se também o desvio entre os proveitos facturados em 2007 e os proveitos permitidos calculados em 2008 com os valores reais e o ajustamento que se irá repercutir nas tarifas de 2009.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Ajustamentos referentes a 2007 no Continente

Quadro 4-50 - Proveitos permitidos em 2007 e ajustamento em 2009

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2007, definidos em 2006 (tarifas 2007)	Proveitos Efectivamente facturados em 2007	Proveitos a proporcionar em 2007, definidos em 2008	Incentivos e custos aceites a posteriori	Desvio ^[2]	Desvio actualizado para 2009	Ajustamento provisório calculado em 2007 actualizado para 2009	Acerto de facturação de 2007 ocorrido em 2008, actualizado para 2009	Ajustamento a repercutir em 2009
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) =(2)-(3)-(4)	(6) = (5) x (1+5,447%) ²	(7)	(8)	(9) = (6) - (7) + (8)
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	70 364	87 760	69 968	0	17 792	19 266	0	0	19 266
Proveitos permitidos à REN Trading	70 364	87 760	69 968	0	17 792	19 266	0	0	19 266
Aquisição de Energia Eléctrica (AEE)	861 629	956 656	927 996	38 756	-10 097	-11 226	61 696	-5 661	-78 584
Parcela Variável	281 607	376 634	358 280		18 354	20 408	49 069	-3 847	-32 508
Parcela Fixa	580 021	580 021	569 716	38 756	-28 451	-31 635	12 628	-1 814	-46 076
Gestão Global do Sistema (GGS)	230 844	222 763	229 680		-6 917	-7 691			-7 691
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	198 801	198 772	189 788	2 086	6 899	7 671			7 671
Proveitos permitidos à REN	1 291 274	1 378 191	1 347 464	40 842	-10 115	-11 247	61 696	-5 661	-78 605
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	844 402	889 931	862 479		27 452	30 524			30 524
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 113 194	1 116 526	1 112 029	15 027	-10 529	-11 708			-11 708
Comercialização de Redes (CR)	151 911	150 515	150 515		-1 396	-1 552			-1 552
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	2 109 507	2 156 972	2 125 023	15 027	15 526	17 264	0	0	17 264
Compra e Venda de Energia Eléctrica	0	2 880 964	2 959 931	0	-78 967	-87 804	23 764	0	-111 568
Sobrecusto da PRE		421 088	373 505		47 583	52 908			52 908
CVEE		2 459 876	2 528 893		-69 017	-76 741	23 764	0	-100 504
Ajustamento da aditividade tarifária			57 533		-57 533	-63 971			-63 971
Compra e venda do acesso as redes (CVATD)		1 998 284	1 998 284		0	0			0
Comercialização (C)	93 722	93 766	93 766		44	49			49
Proveitos permitidos à EDP Distribuição		4 973 015	5 051 982	0	-78 923	-87 755	23 764	0	-111 519
Total no continente						-62 473			-153 594

Notas:

[1] No caso da parcela livre o desvio resulta da diferença entre a coluna (1) e a (3) e das comercializações entre a (2) e a (1).

5 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Neste capítulo comparam-se os custos e proveitos verificados no ano de 2007 com os valores que tinham sido previstos em 2006 para a determinação das tarifas de energia eléctrica em 2007. Esta análise tem por objectivo não só avaliar o desempenho da EDA, mas também determinar para cada actividade, o ajustamento relativo ao ano de 2007 a repercutir nas tarifas de 2009, de acordo com as regras definidas no Regulamento Tarifário.

A estrutura de custos por actividade vem dar continuidade às alterações introduzidas em 2006 por via da implementação de uma solução de “*Unbundling*” contabilístico das actividades desenvolvidas pela EDA. Essas alterações condicionam a forma de aceitação dos custos ao longo do período relatório 2006-2008 uma vez que a repartição de custos entre actividades foi alterada relativamente ao que havia sido verificado até 2005.

Os movimentos de imobilizado, amortizações e de participações ao investimento, continuam a apresentar valores significativos de regularizações entre actividades, que no caso da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, superam os valores dos investimentos efectuados no próprio ano, em cada nível de tensão.

Alerta-se para o facto de que na informação futura a enviar pela EDA para efeitos de regulação, nomeadamente os quadros de investimento, amortizações e de participações ao investimento, não deverão estar incluídos valores de activos, nomeadamente edifícios, que fazendo parte do património da Empresa não estejam afectos às actividades reguladas. Nestas circunstâncias encontram-se os activos cedidos a terceiros mediante o pagamento o não de rendas, bem como os que se encontram em fase de expropriação. Da mesma forma deverá ser excluída da informação a enviar, os valores das rendas recebidas pelo arrendamento ou aluguer dos referidos activos.

5.1 METODOLOGIA DE CÁLCULO DOS CUSTOS REAIS ACEITES

Os custos de exploração reais aceites com materiais diversos, fornecimentos e serviços externos, impostos e outros custos operacionais foram calculados tendo em conta os valores aceites para 2006, actualizados com o deflador do PIB de 2007 (3,0%) e impondo um nível de eficiência de 1%. Caso os valores ocorridos sejam inferiores, aceitam-se os valores reais. O Quadro 5-1 sintetiza os valores aceites.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Ajustamentos referentes a 2007 na Região Autónoma dos Açores

Quadro 5-1 - Metodologia de cálculo dos custos de exploração aceites

Unidade: 10³ EUR

	2006 aceite	2007	2007 real	2007 Aceite	% aceite
	(1)	(2) = (1) x 1,03 x 0,99	(3)	(4) = Min{(2);(3)}	(5) = (4) / (3)
AGS					
Materiais Diversos	1 769 703	1 804 566	1 784 741	1 784 741	100,0%
FSE	2 313 253	2 358 824	3 186 267	2 358 824	74,0%
Impostos	218 865	223 177	194 288	194 288	100,0%
Outros Custos operacionais	155 862	158 933	31 925	31 925	100,0%
Total	4 457 684	4 545 500	5 197 222	4 369 779	84,1%
DEE					
Materiais Diversos	1 377 827	1 446 343	1 489 542	1 446 343	97,1%
FSE	3 754 555	3 827 929	4 256 195	3 827 929	89,9%
Impostos	249 313	254 224	244 236	244 236	100,0%
Outros Custos operacionais	142 489	145 296	175 854	145 296	82,6%
Total	5 524 183	5 673 791	6 165 826	5 663 803	91,9%
CEE					
Materiais Diversos	3 783	3 857	6 243	3 857	61,8%
FSE	2 819 100	2 874 636	2 750 242	2 750 242	100,0%
Impostos	28 650	29 215	12 031	12 031	100,0%
Outros Custos operacionais	2 603	2 654	1 348	1 348	100,0%
Total	2 854 136	2 910 363	2 769 864	2 767 478	99,9%
EDA					
Materiais Diversos	3 151 313	3 254 766	3 280 526	3 234 941	98,6%
FSE	8 886 908	9 061 389	10 192 703	8 936 995	87,7%
Impostos	496 828	506 617	450 555	450 555	100,0%
Outros Custos operacionais	300 954	306 883	209 128	178 569	85,4%
Total	12 836 003	13 129 654	14 132 912	12 801 060	90,6%

Para os custos com o pessoal mantém-se a metodologia de cálculo utilizada para cálculo dos valores para tarifas, isto é, aplica-se à remuneração por efectivo aceite no ano anterior um acréscimo anual de 1,5 pontos percentuais acima da taxa de inflação ocorrida (2,4%). Ao novo montante de massa salarial calculado tendo em conta o número de efectivos no início do ano, aplicam-se as percentagens médias de encargos sobre remunerações e com pensões de reforma reais para o total das actividades reguladas das EDA. Sempre que o valor apurado seja superior ao ocorrido aceita-se o valor ocorrido. Para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos os custos com indemnizações não são aceites.

Desta forma, foram aceites pela totalidade os custos da actividade de CEE, enquanto nas actividades de AGS e de DEE aceitaram-se em 97,7% e 93,62%, respectivamente, a parcela de custos de pessoal de exploração (excluindo as indemnizações no caso da DEE).

5.2 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

De acordo com o n.º 6 do artigo 87.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS) relativos a 2007 é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 119 731 milhares de euros e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 87.º aos valores verificados em 2007, de 109 664 milhares de euros, adicionados do ajustamento para tarifas aditivas, de 1 265 milhares de euros. Este desvio é actualizado para 2009 aplicando-se a taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2007 resultaram da soma das seguintes parcelas:

- Proveitos recuperados pela EDA por aplicação das tarifas de UGS e URT às entregas a clientes finais da RAA em 2006, no montante de 60 786 milhares de euros;
- Compensação a pagar pela entidade concessionária da RNT (58 945 milhares de euros).

O Quadro 5-2 permite comparar os valores verificados em 2007 (“2007”) com os proveitos permitidos em 2006 no cálculo das tarifas de 2007 (“Tarifas 2007”) e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2009.

Quadro 5-2 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

			2007	Tarifas 2007	Diferença	
			10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	C_{AGS}^{AGS}	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica ao SIA	18 283	16 821	1 462	8,7%
b	$\sum_{i=1}^n Am_i^{AGS}$	Amortizações do activo fixo, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	8 849	11 009	-2 161	-19,6%
c	\bar{A}_{CT}^{AGS}	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	146 055	150 571	-4 515	-3,0%
d	r_1^{AGS}	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	7,0	7,0		
e	C_{ERSE}^{AGS}	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	27 531	32 273	-4 742	-14,7%
f	C_{ERSE}^{AGS}	Custos com o fuel aceites pela ERSE	38 612	44 712	-6 100	-13,6%
g	$\sum_{i=1}^n P_i^{AGS}$	Outros proveitos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	2 356	4 829	-2 473	-51,2%
h	$\Delta_{T-2}^{RAA,AGS}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-8 522	-8 522	0	0,0%
1	$a + b + c \times \frac{d}{100} + e + f - g - h$	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	109 664	119 048	-9 068	-7,6%
2	R_{RT}^{AGS}	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de UGS e URT às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecedores a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	60 786			
3	S_{AGS}^{AGS}	Compensação paga pela REN	58 945			
4	S_{RAA}^{AGS}	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA	0			
5	(2) + (3) + (4)	Proveitos recuperados na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	119 731			
6	Δ_{T}^{TVCF}	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, em 2007	1 265			
7	(5) - (1) + (6)	Desvio de 2007	11 332			
8	i_{2007}^{AGS}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual	5,447%			
9	$\Delta_{2005}^{AGS} = (7) \times \left(1 + \frac{i_{2006}^{AGS}}{100}\right)^2$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativos a 2007	12 600			

5.2.1 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AO SISTEMA INDEPENDENTE DOS AÇORES

Os custos com a aquisição de energia eléctrica ao Sistema Independente dos Açores (SIA) foram superiores aos estimados em cerca de 8,7%. Tal é explicado pelos acréscimos verificados ao nível das quantidades adquiridas de energia geotérmica em cerca de 3,7%, de energia hídrica em 30,6% e de energia eólica em 17,9%. O acréscimo do preço unitário de aquisição das energias renováveis atingiu os 1,1% €/MWh. (Quadro 5-3).

Quadro 5-3 - Custos com aquisição de energia eléctrica ao SAI

	Quantidades (MWh)			Custo Unitário (€/MWh)			Custo Total (10 ³ EUR)		
	2007	T2007	Δ%	2007	T2007	Δ%	2007	T2007	Δ%
Geotérmica	177 520	171 258	3,7%	81,40	80,50	1,1%	14 450	13 786	4,8%
Hídrica	31 259	23 940	30,6%	81,37	80,50	1,1%	2 544	1 927	32,0%
Eólica	15 563	13 200	17,9%	81,40	80,50	1,1%	1 267	1 063	19,2%
Térmica	48			65,87			3	0	
Biogás	202	559	-63,9%	94,19	80,50	17,0%	19	45	-57,8%
Total	224 592	208 957	7,5%	81,40	80,50	1,1%	18 283	16 821	8,7%

5.2.2 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O desvio no activo líquido a remunerar (-3,0%), resulta da conjugação dos seguintes factores:

- Menor investimento no ano do que o previsto (-18,9%) e consequentemente menor valor de imobilizado transferido para a exploração (-32,0%);
- Aumento do valor final das participações ao investimento (22,8%), sobretudo por via das regularizações introduzidas em 2006 e que só por si conduziram a um acréscimo do saldo inicial das participações em cerca de 22,2%;
- Redução do valor das amortizações acumuladas (-9,1%) como consequência de uma base de activos inferior em cerca de 4%.

O quadro seguinte apresenta os movimentos nos activos líquidos a remunerar.

Quadro 5-4 - Movimentos no activo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2007	Tarifas 2007	desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Investimento a custo técnicos ^[1]	11 717	14 442	-18,9%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	263 332	266 554	-1,2%
Investimento Directo	725	277	161,9%
Transferência p/ exploração	14 225	20 931	-32,0%
Reclassificações, alienações e abates	-1 938	0	
Saldo Final (2)	276 344	287 762	-4,0%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	87 749	94 942	-7,6%
Amortizações do Exercício	10 692	12 641	
Regularizações e abates	-694	-26	
Saldo Final (4)	97 747	107 557	-9,1%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	31 956	26 154	22,2%
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	1 843	1 632	
Saldo Final (6)	30 113	24 522	22,8%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2006 (7) = (1) - (3) - (5)	143 627	145 459	
Valor de 2007 (8) = (2) - (4) - (6)	148 484	155 683	
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	146 055	150 571	-3,0%

Notas: ^[1] Exclui os custos associados às licenças de CO₂.

5.2.3 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO

O desvio ocorrido ao nível dos custos de exploração nesta actividade, relativamente ao previsto para tarifas 2007 foi de -11,9%.

Quadro 5-5 - Custos de exploração na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

	Tarifas 2007	Real 2007	Desvio	2007 ERSE	Diferença 2007 ERSE - Tarifas 2007		Diferença 2007 ERSE - Real 2007	
	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	% aceite				
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	(4) = (3) - (1)	5) = [(4) / (1)] x 10	(6) = (3) - (2)	[(3) / (2)] x 100
Custos de Exploração								
Fuel	44 756	39 220	-12,4%	38 612	-6 144	-13,7%	-608	98,4%
Gasóleo	11 362	9 120	-19,7%	9 120	-2 242	-19,7%	0	100,0%
Lubrificantes e Amónia	2 127	951	-55,3%	951	-1 176	-55,3%	0	100,0%
Materiais Diversos	1 732	1 785	3,1%	1 785	53	3,1%	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	2 329	3 186	36,8%	2 359	30	1,3%	-827	74,0%
Pessoal	11 285	11 108	-1,6%	10 849	-436	-3,9%	-259	97,7%
Outros Custos ^[1]	342	258	-24,3%	258	-83	-24,3%	0	100,0%
Licenças de CO ₂	3 053	2 209	-27,6%	2 209	-843	-27,6%	0	100,0%
Total (3) = (1) + (2)	76 984	67 838	-11,9%	66 143	-10 841	-14,1%	-1 695	97,5%
Custos de Investimento (TPE)								
Materiais Diversos	0	0	-	0	0	-	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	67	199	199,2%	199	133	199,2%	0	100,0%
Pessoal	93	222	138,7%	222	129	138,7%	0	100,0%
Outros Custos	12	20	70,5%	20	8	70,5%	0	100,0%
Total (4)	171	442	157,8%	442	270	157,8%	0	100,0%
Custos Totais								
Fuel	44 756	39 220	-12,4%	38 612	-6 144	-13,7%	-608	98,4%
Gasóleo	11 362	9 120	-19,7%	9 120	-2 242	-19,7%	0	100,0%
Lubrificantes e Amónia	2 127	951	-55,3%	951	-1 176	-55,3%	0	100,0%
Materiais Diversos	1 732	1 785	3,1%	1 785	53	3,1%	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	2 396	3 385	41,3%	2 558	162	6,8%	-827	75,6%
Pessoal	11 378	11 331	-0,4%	11 072	-307	-2,7%	-259	97,7%
Outros Custos	353	278	-21,2%	278	-75	-21,2%	0	100,0%
Total (5) = (3) + (4)	74 103	66 070	-10,8%	64 375	-9 728	-13,1%	-1 695	97,4%

Notas: ^[1] Valor líquido de utilizações de provisões.

De seguida analisam-se as rubricas de custos de exploração da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.

5.2.4 CUSTO COM OS COMBUSTÍVEIS

O peso dos custos com a aquisição de combustíveis é bastante importante nos custos totais de produção de energia eléctrica da EDA. Nas tarifas para 2007, previa-se que os custos com a aquisição de combustíveis, lubrificantes e amónia representassem cerca de 42,9% dos custos aceites para efeitos de regulação dessa empresa. Na realidade, em 2007 estes custos representaram 40,4% dos custos aceites para efeitos de regulação. Deste montante, cerca de 78,3% correspondeu ao fuelóleo e 18,5% ao gasóleo.

O Quadro 5-6 apresenta a diferença entre os custos com combustíveis previstos e verificados, por tipo de combustível.

Quadro 5-6 - Custos com combustíveis previstos e verificados

	Custos						
	Tarifas 2007	Previstos 2007 EDA	2007 ERSE	Real 2007	$((4)-(1))/(1)$	$((3)-(1))/(1)$	$((4)-(2))/(2)$
	(10 ³ euros) (1)	(10 ³ euros) (2)	(10 ³ euros) (3)	(10 ³ euros) (4)	%	%	%
Fuelóleo	44 712	47 726	38 612	39 220	-12%	-14%	-18%
Gasóleo	11 353	14 821	9 161	9 161	-19%	-19%	-38%
Total	56 064	62 547	47 773	48 381	-14%	-15%	-23%

Observa-se que em 2007 (“2007 ERSE”) os custos com os combustíveis foram inferiores ao previsto nas Tarifas 2007. Os custos com o fuelóleo foram inferiores em 14% e os custos com o gasóleo foram inferiores em 19%. Quando se compara as previsões da EDA para 2007 e os valores que esta empresa apresentou em 2008 referentes a 2007 (“Real 2007”), as diferenças são maiores do que as relatadas anteriormente, sendo igual a 18% no caso do fuelóleo.

O Quadro 5-7 apresenta em termos unitários a mesma comparação do que o Quadro 5-6.

Quadro 5-7 - Custos unitários

	Previstos Tarifas 2007	Previstos 2007 EDA	2007 ERSE	Real 2007	$((4)-(1))/(1)$	$((3)-(1))/(1)$	$((4)-(2))/(2)$
	(10 ³ euros) (1)	(10 ³ euros) (2)	(10 ³ euros) (3)	(10 ³ euros) (4)	%	%	%
Fuelóleo €/t	383,6	413,7	356,6	362,2	-6%	-7%	-12%
Gasóleo €/kl	557,9	728,4	491,9	491,9	-12%	-12%	-32%

Em termos unitários, as diferenças entre os custos previstos nas Tarifas 2007 e os verificados são menores do que o observado em termos absoluto. Assim, os custos unitários verificados são 12% inferiores aos previstos no caso do fuelóleo e 32% inferiores no caso do gasóleo. Se considerarmos os valores apresentados pela EDA, é de -32% no caso do gasóleo e de -12% no caso do fuelóleo.

A diminuição do preço do gasóleo face ao previsto é explicada pela evolução do preço do gasóleo nos mercados internacionais ter sido inferior ao previsto.

O cálculo do custo unitário real do fuelóleo aceite para efeito de tarifas segue a metodologia constante no regulamento tarifário em vigor e que se pode observar no Quadro 5-8. A sua determinação depende do custo unitário do fuelóleo verificado na RAA em 2006 e do custo unitário do fuelóleo verificado no continente em 2006.

Quadro 5-8 - Determinação do custo com o fuelóleo com base em valores reais

	2007
Fuelóleo 180 São Miguel (1)	337,05
Gasóleo São Miguel (2)	468,97
Preço Europa fuelóleo 380 São Miguel (3) = [(1)-0,1*(2)/0,8435]/0,9	312,73
São Miguel custo do fuelóleo 100 (4) = 0,828*(3)+0,172*(2)/0,8435	354,57
Custo com descarga _ estimativa (5)	19,46
Fuelóleo 380 São Miguel CIF (6) = (3)-(5)	293,27
Fuelóleo 380 Setúbal CIF (7)	273,65
Fuelóleo 380 São Miguel CIF _ ERSE (8) = 2/6*(7)+4/6*(6)	286,73
Preço Europa fuelóleo 380 São Miguel _ ERSE (10) = (8)+(5)	306,19
Fuelóleo 180 São Miguel _ ERSE (11) = 0,9*(10)+0,1*(2)/0,845	331,17
Fuelóleo 100 São Miguel _ ERSE (12) = 0,828*(10)+0,172*(2)/0,845	349,15

Recorde-se que na RAA, a aquisição do fuelóleo é efectuada, centralmente, tendo em conta as necessidades do arquipélago para o conjunto dos sectores económicos. Este facto, conjuntamente com as condicionantes técnicas ao armazenamento de combustíveis existentes no arquipélago, cria restrições ao tipo de fuelóleo que pode ser consumido. Em São Miguel apenas é consumido o fuelóleo com viscosidade 180 e nas restantes ilhas é consumido o fuelóleo com viscosidade 100.

O preço do fuelóleo com viscosidade 180 resulta da adição de 90% do preço Europa²² do fuelóleo com teor de enxofre superior a 1%, com 10% do preço Europa do gasóleo. O preço do fuelóleo com viscosidade 100 resulta da adição de 82,8% do preço Europa do fuelóleo com teor de enxofre superior a 1%, com 17,2% do valor do preço Europa do gasóleo. Ao preço do fuelóleo assim obtido, há que adicionar os custos com o transporte inter-ilhas, a partir de São Miguel e os custos com o armazenamento.

Para além do preço Europa do fuelóleo descarregado em São Miguel, o custo unitário do fuelóleo consumido na RAA depende, então, do preço do gasóleo, dos custos de armazenamento e dos custos de transporte inter-ilhas.

A metodologia de determinação dos custos com fuelóleo aceites para fins regulatórios respeita as condicionantes do fuelóleo consumido na RAA, já que apenas se aplica ao fuelóleo com viscosidade 380, aceitando-se na íntegra os custos com o gasóleo adicionado ao fuelóleo 380.

O Quadro 5-9 mostra que a diferença entre os valores previstos e realizados da produção das centrais é menor do que no caso dos consumos unitários, tendo sido inferior ao previsto em cerca de 6%, tanto no caso da produção com origem nas centrais térmicas a fuelóleo, como nas centrais térmicas a gasóleo.

Quadro 5-9 - Produção e consumo específico RAA

	Produção centrais			Consumos específicos		
	Tarifas 2007 GWh (1)	2007 real GWh (2)	$((2)-(1))/(1)$ % (3)	Tarifas 2007 (kg/kWh ou l/kWh) (3)	2007 real (kg/kWh ou l/kWh) (4)	$((4)-(3))/(3)$ % (5)
Fuelóleo	554	519	-6%	208,2	208,5	0%
Gasóleo	65	61	-6%	314,3	305,0	-3%

No caso dos consumos específicos, a diferença é quase nula para as centrais a fuelóleo e de -3% nas centrais a gasóleo.

²² O Preço Europa é um preço máximo administrativo, definido pelo Governo Regional dos Açores com base na evolução dos preços nos mercados secundários de alguns países europeus. Contudo, a aquisição é feita nos mercados primários, pela empresa que detém a concessão, a Bencom.

Deste modo, a diferença entre os custos com combustíveis previstos e os verificados decorre em primeiro lugar dos custos com os combustíveis terem sido inferiores ao previsto, sendo que a produção prevista também foi inferior ao ocorrido.

As análises aos custos com fuelóleo e com gasóleo são, de seguida, efectuadas com mais detalhe.

5.2.4.1 FUELÓLEO

Como se viu, a diferença entre os custos previstos e verificados com o consumo de fuelóleo em 2007 resulta da evolução superior ao previsto dos custos unitários com o fuelóleo, cujo efeito nos custos totais foi ligeiramente amenizado pela evolução da produção. A Figura 5-1 apresenta a evolução²³ entre Junho de 2004 e Dezembro de 2006 do preço médio semanal do fuelóleo FOB, com 3,5% Barges Roterdão, e com 1% de enxofre Cargoes NWE.

O fuelóleo 3,5% Barges Roterdão corresponde ao tipo de fuelóleo consumido na Região Autónoma dos Açores. O fuelóleo com 1% de enxofre Cargoes NWE corresponde ao fuelóleo consumido no continente.

²³ Quando as curvas estão a tracejado o motivo é a falta de dados.

Figura 5-1 - Evolução do preço do fuelóleo entre Janeiro de 2004 e finais de 2007

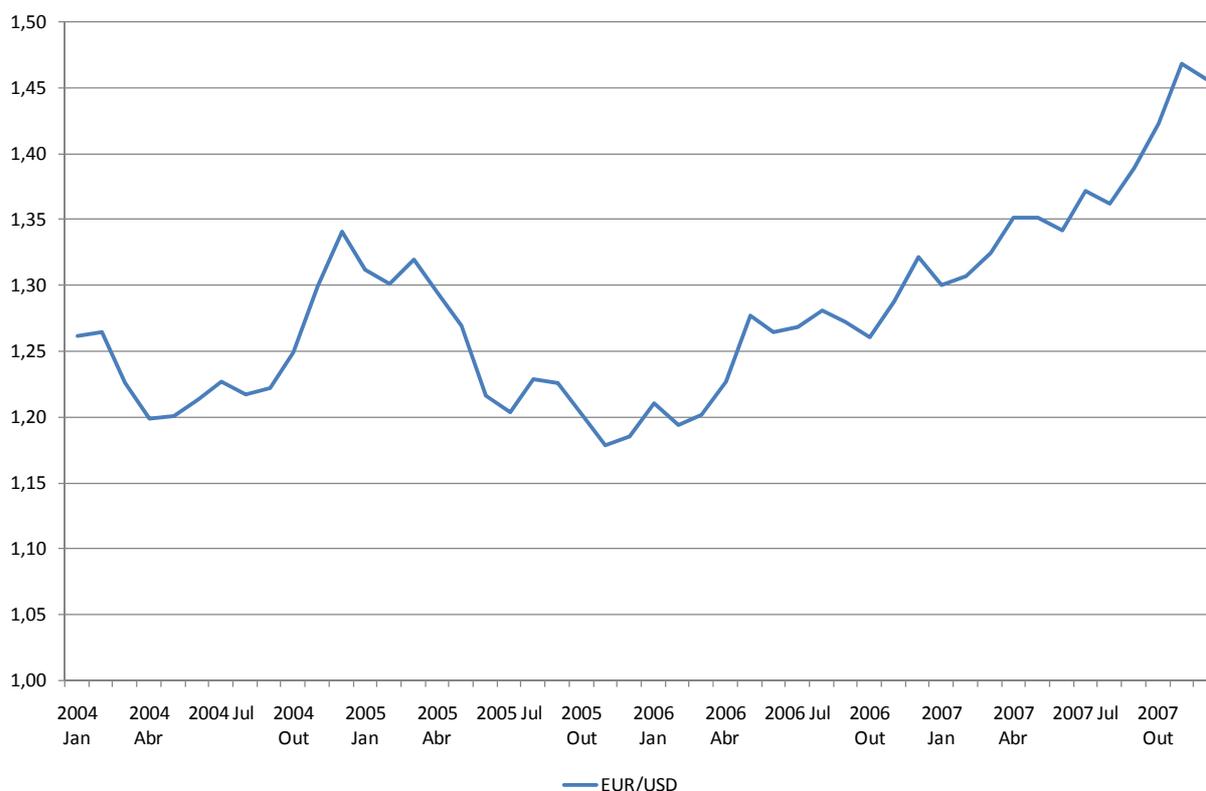
Fonte: Reuters

Observa-se que o preço do fuelóleo foi bastante instável ao longo de 2007. Até Março, o seu preço diminuiu, tendo passado de cerca de 270 USD/t para pouco mais de 200 USD/t. Contudo, a partir desta data o seu preço esteve continuamente a subir, tendo atingido valores acima dos 450 USD/t em Dezembro de 2007.

Este facto levou a que o preço médio do fuelóleo (Barges ARA 3,5% FOB) tenha sido superior em 2007, cerca de 340 USD/t, do que em 2006, cerca de 287 USD/t.

Observa-se igualmente que, de um modo geral, os preços do fuelóleo a 1% de enxofre Cargoes são superiores aos preços do fuelóleo a 3,5% de enxofre Barges.

Contudo, outro factor, a taxa de câmbio EUR/USD, teve um efeito inverso no custo dos combustíveis. Assim, a Figura 5-2 mostra que a taxa de câmbio EUR/USD cresceu ao longo de 2007.

Figura 5-2 - Evolução da taxa de câmbio EUR/USD entre Janeiro de 2004 e Dezembro de 2007

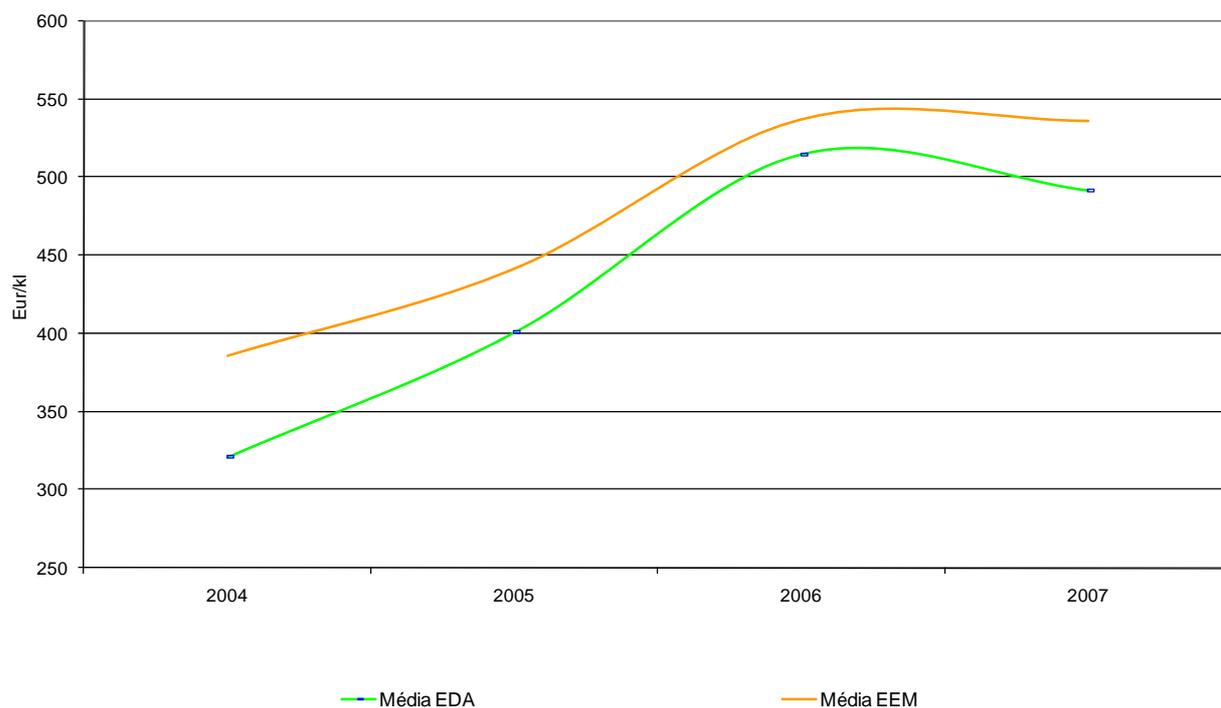
Fonte: Banco de Portugal

Assim, entre 2006 e 2007 o euro valorizou-se face ao dólar, tendo passado de 1,26 EUR/USD para 1,37 EUR/USD.

Deste modo, o custo do fuelóleo (Barges ARA 3,5% FOB) entre 2006 e 2007 cresceu apenas de 230 EUR/t para 248 EUR/t, o que corresponde a um aumento a volta de 8%.

5.2.4.2 GASÓLEO

O custo do gasóleo consumido na produção de energia eléctrica pelas centrais da EDA tem sido tradicionalmente mais baixo do que o consumido por empresas que desenvolvem a sua actividade em situações semelhante, nomeadamente na EEM, empresa produtora de energia eléctrica do arquipélago da Madeira. Este facto decorre do gasóleo adquirido para produção de energia eléctrica nestas ilhas ter sido isento de pagamento de ISP até Maio de 2004. A partir desta data o custo do gasóleo na EEM aproximou-se do consumido pela EDA. Contudo, em 2007 a diferença entre o custo do gasóleo na EDA e na EEM voltou a aumentar.

Figura 5-3 - Custo do gasóleo consumido para produção de energia eléctrica pela EDA e EEM

Fonte: EDA, EEM

O Quadro 5-10 mostra que em 2007 o custo unitário do gasóleo para a EDA foi inferior ao previsto na definição das tarifas para 2007, tendo sido a diferença menor no caso da EEM.

Quadro 5-10 - Comparação do custo médio unitário do gasóleo consumido para produção de energia eléctrica pela EDA e pela EEM

	2006 real	2007 Tarifas 2007 (1)	2007 real (2)	Evolução anual % [(2)-(1)]/(1)
Custo médio para a EDA (a)	515,0	557,9	491,9	-12,8%
Custo médio para a EEM (b)	537,1	567,4	536,0	-5,8%
Diferencial custo EDA e EEM % ((b)-(a))/(a)	-4,1%	-1,7%	-8,2%	-

5.2.4.3 LUBRIFICANTES

O custo total com lubrificantes foi inferior às estimativas em cerca de 2,5%. Este desvio resultou, por um lado, da sobrestimava do consumo de lubrificantes em cerca de 51% e, por outro lado, por um acréscimo do custo unitário em mais de 100%.

Quadro 5-11 - Custos com Lubrificantes

	Quantidades (kl)			Custo Unitário (€/l)			Custo Total (10 ³ EUR)		
	2007	T2007	Δ%	2007	T2007	Δ%	2007	T2007	Δ%
Lubrificantes	811,7	1 671,7	-51,4%	1,14	0,6	100,8%	922	945	-2,5%

5.2.4.4 LICENÇAS DE CO₂

Em 2007, os custos associados com as licenças utilizadas de CO₂ atingiram os 2 209 milhares de euros correspondendo à utilização de 340 911 ton de CO₂. O quadro seguinte evidencia a movimentação das licenças de CO₂ durante o ano de 2007.

Quadro 5-12 - Movimentos das licenças de CO₂

	Quantidade (Kton)	Valor unitário (EUR/ton)	Valor 10 ³ EUR
Licenças atribuídas	378,8	6,48	2 455
Licenças adquiridas	0,0	0,00	0
Licenças utilizadas	340,9	6,48	2 209
do ano anterior	1,7	6,48	11
atribuídas no ano	339,2	6,48	2 198
adquiridas no ano		0,00	0

5.2.4.5 RESTANTES CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A metodologia de cálculo dos restantes custos afectos à exploração foram objecto de análise no ponto 5.1. O montante de custos reais não aceites para efeitos de regulação, com excepção dos custos com energia (combustíveis, lubrificantes, amónia e aquisição de energia), atingem os 1 086 milhares de euros sendo 827 milhares de euros referentes a fornecimentos e serviços externos e 259 milhares de euros de custos com pessoal.

5.2.5 OUTROS PROVEITOS NO ÂMBITO DA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

Os outros proveitos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica apresentaram um desvio de cerca de -51% relativamente ao previsto, conforme se pode observar no Quadro 5-13. Este desvio resulta de uma sobrestimava do seu montante. A EDA previa um montante das prestações de serviços na ordem dos 1 163 milhares de euros não tendo tido qualquer realização. Ao nível dos Outros Custos Operacionais o valor ocorrido foi inferior em 35,7% ao orçamentado.

Quadro 5-13 - Outros proveitos da AGS

	2007	Tarifas 2007	Diferença 2007 - Tarifas 2007	
	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
Prestações de Serviços	0	1 163	-1 163	-100,0%
Outros Proveitos Operacionais	2 356	3 665	-1 309	-35,7%
Total	2 356	4 829	-2 473	-51,2%

5.2.6 AJUSTAMENTO DA ADITIVIDADE TARIFÁRIA

O ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas calculado de acordo com o Artigo 140.º do Regulamento Tarifário resulta da diferença entre os proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA e os proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos aos clientes finais da RAA das tarifas do Continente, adicionados do custo com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA. Em 2007 este ajustamento foi de 1 265 milhares de euros.

Quadro 5-14 - Calculo do ajustamento para tarifas aditivas

			Unidade: 10 ³ EUR
			2007
1	R_y^{TVCFEA}	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	87 220
2	$R_{AGS_j}^A$	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	60 786
3	$R_{D_j}^A$	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.	20 268
4	$R_{C_j}^A$	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização de Redes e Comercialização	4 900
5	SR_{AA_j}	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAA	0
6	$\Delta_y^{TVCFEA} = 1 - (2 + 3 + 4) - 5$	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	1 265

5.3 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o n.º 4 do artigo 89.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica relativos a 2007 é dado pela diferença entre o valor recuperado pela EDA no montante de 34 568 milhares de euros deduzido do montante aceite como custos com a promoção ambiental de 176 milhares de euros e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 89.º aos valores verificados em 2007 (31 980 milhares de euros). Este desvio é actualizado para 2009 aplicando-se a taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2007 resultaram da soma das seguintes parcelas:

- Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA no montante de 20 268 milhares de euros (8 232 milhares de euros de AT/MT e 12 036 milhares de euros de BT);
- Desvio a recuperar em 2009 da compensação a pagar pela entidade concessionária da RNT relativa ao sobrecusto estimado da actividade de DEE de 14 300 milhares de euros (6 279 milhares de euros de AT/MT e 8 021 milhares de euros de BT).

Estes valores são deduzidos da seguinte parcela:

- Custos aceites com a promoção do desempenho ambiental de acordo com o relatório de execução do “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental” de 176 milhares de euros (22 milhares de euros em AT/MT e 154 milhar de euros em BT).

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Ajustamentos referentes a 2007 na Região Autónoma dos Açores

O Quadro 5-15 permite comparar os valores verificados em 2007 (“2007”) com os proveitos permitidos em 2006 no cálculo das tarifas de 2007 (“Tarifas 2007”) e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2009.

Quadro 5-15 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

		2007		Diferença 2007 - Tarifas 2007	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	$\tilde{Am}_{fj}^{A^D}$	6 963	7 783	-820	-10,5%
b	$\tilde{Act}_{fj}^{A^D}$	142 555	151 485	-8 930	-5,9%
c	$r_{fj}^{A^D}$	8,0	8,0		
d	$\tilde{C}_{fj}^{A^D}$	14 897	15 678	-781	-5,0%
e	$\tilde{S}_{fj}^{A^D}$	1 133	570	562	98,6%
f	$\Delta R_{fj-2}^{A^D}$	152	152	0	
1	$\tilde{R}_V^{A^D}$	31 980	34 859	-2 164	-6,2%
2	i_{2004}^A	5,447%			
g	$\tilde{Am}_{MST}^{A^D}$	2 443	3 831	-1 389	-36,2%
h	$\tilde{Act}_{MST}^{A^D}$	68 007	93 037	-25 030	-26,9%
i	$r_{MST}^{A^D}$	8,0	8,0		
j	$\tilde{C}_{MST}^{A^D}$	5 965	8 797	-2 833	-32,2%
k	$\tilde{S}_{MST}^{A^D}$	360	227	133	58,8%
l	$\Delta R_{MST-2}^{A^D}$	113	113	0	0,0%
3	$R_{MST}^{A^D} = f + g \times \frac{k}{100} + i - j$	13 375	19 732	-6 357	-32,2%
4	$R_{MST}^{A^D}$	8 232			
5	SA_{MST}^D	6 279			
6	$SRAA_{MST}^{A^D}$	0			
7	$Am_{MST}^{A^D}$	22			
8	(4) + (5) + (6) - (7)	14 489			
9	$\Delta_{MST,2006}^{A^D} = [(8) - (3)] \times \left(1 + \frac{i_{2007}^A}{100}\right)^2$	1 239			
m	$\tilde{Am}_{BT}^{A^D}$	4 520	3 952	568	14,4%
n	$\tilde{Act}_{BT}^{A^D}$	74 548	58 448	16 100	27,5%
o	$r_{BT}^{A^D}$	8,0	8,0		
p	$\tilde{C}_{BT}^{A^D}$	8 932	6 881	2 051	29,8%
q	$\tilde{S}_{BT}^{A^D}$	773	343	429	124,9%
r	$\Delta R_{BT-2}^{A^D}$	39	39	0	0,0%
10	$R_{BT}^{A^D} = k + l \times \frac{m}{100} + n - o$	18 605	15 127	2 191	14,5%
11	$R_{BT}^{A^D}$	12 036			
12	SA_{BT}^D	8 021			
13	$SRAA_{BT}^{A^D}$	0			
14	$Am_{BT}^{A^D}$	154			
15	(11) + (12) + (13) - (14)	19 903			
16	$\Delta_{BT,2006}^{A^D} = [(15) - (10)] \times \left(1 + \frac{i_{2007}^A}{100}\right)^2$	1 443			

5.3.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O desvio no activo líquido a remunerar de -5,9% resulta, por um lado, do decréscimo do Activo fixo bruto em 7,6%, sobretudo como consequência do desvio ocorrido ao nível do imobilizado transferido para exploração (-39,7%) e do saldo negativo das participações do ano em 2,2 milhões de euros. A base de activos a remunerar encontra-se líquida dos valores dos investimentos efectuados ao abrigo do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA), num total de 277 milhares de euros. Para a ERSE, no apuramento da base de activos líquidos a remunerar, esse valor é considerado como um subsídio, sendo amortizado anualmente à mesma taxa média utilizado para as participações de imobilizado com a mesma natureza. Estes valores serão atribuídos à EDA, no âmbito do mecanismo de ajustamento conforme definido no n.º 4 do artigo 89.º do Regulamento Tarifário.

Quadro 5-16 - Movimentos no activo líquido a remunerar

	Unidade: 10 ³ EUR		
	2007	Tarifas 2007	desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Investimento a custo técnicos	19 332	20 528	-5,8%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	266 131	283 223	-6,0%
Investimento Directo	3 885	242	1506,0%
Transferência p/ exploração	16 222	26 920	-39,7%
Reclassificações, alienações e abates	481	0	
Saldo Final (2)	286 718	310 385	-7,6%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	89 567	96 737	-7,4%
Amortizações do Exercício	9 233	10 410	
Regularizações e abates	-982	0	
Saldo Final (4)	97 817	107 147	-8,7%
Participações			
Saldo inicial líquido (5)	38 791	42 972	-9,7%
Participações do ano ^[1]	5 042	3 438	
Amortizações do ano	2 270	2 627	
Saldo Final (6)	41 563	43 784	-5,1%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2005 (7) = (1) - (3) - (5)	137 773	143 515	
Valor de 2006 (8) = (2) - (4) - (6)	147 337	159 455	
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	142 555	151 485	-5,9%

Nota: ^[1] Inclui regularizações e transferências entre actividades e valores do PPDA.

5.3.2 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO

Os custos anuais de exploração apresentaram um desvio de 3,1% relativamente ao previsto. À excepção dos outros custos de exploração todas as restantes rubricas superaram os valores aceites para tarifas.

O Quadro 5-17 compara os valores ocorridos em 2007 com os valores aceites nas tarifas para 2007 e com os valores aceites pela ERSE para efeitos de cálculo do ajustamento referente a 2007.

Quadro 5-17 - Custos de exploração na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

	Tarifas 2007	Real 2007	Desvio	2007 ERSE	Diferença 2007 ERSE - Tarifas 2007		Diferença 2007 ERSE - Real 2007	
	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	% aceite				
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	(4) = (3) - (1)	(5) = [(4) / (1)] x 100	(6) = (3) - (2)	[(3) / (2)] x 100
Custos de Exploração								
Materiais Diversos	1 469	1 490	1,4%	1 446	-22	-1,5%	-43	97,1%
Fornecimentos e Serviços Externos	4 032	4 280	6,1%	3 828	-205	-5,1%	-452	89,4%
Pessoal	9 571	9 969	4,2%	9 231	-340	-3,6%	-738	92,6%
Outros Custos ^[1]	606	422	-30,3%	392	-214	-35,4%	-31	92,8%
Total (3) = (1) + (2)	15 678	16 161	3,1%	14 897	-781	-5,0%	-1 264	92,2%
Custos de Investimento (TPE)								
Materiais Diversos	4 396	3 082	-29,9%	3 082	-1 314	-29,9%	0	0,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	1 743	947	-45,6%	948	-795	-45,6%	1	0,1%
Pessoal	453	1 560	244,6%	1 560	1 107	244,5%	0	0,0%
Outros Custos	244	53	-78,5%	53	-191	-78,5%	0	0,0%
Total (4)	6 836	5 642	-17,5%	5 643	-1 193	-17,5%	0	0,0%
Custos Totais								
Materiais Diversos	5 865	4 571	-22,1%	4 528	-1 336	-22,8%	-43	-1,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	5 775	5 228	-9,5%	4 776	-999	-17,3%	-452	-9,5%
Pessoal	10 024	11 529	15,0%	10 791	767	7,7%	-738	-6,8%
Outros Custos	850	475	-44,1%	444	-406	-47,7%	-31	-6,9%
Total (5) = (3) + (4)	22 514	21 803	-3,2%	20 540	-1 974	-8,8%	-1 263	-6,2%

Nota: ^[1] Valor líquido de utilizações de provisões.

A metodologia de cálculo dos custos aceites encontra-se explicada no ponto 5.1. Os custos reais não aceites para efeitos de regulação atingem os 1 264 milhares de euros, dos quais 103 milhares de euros dizem respeito a indemnizações por despedimento.

Refira-se que os fornecimentos e serviços externos, foram deduzidos de 24,1 milhares de euros, resultantes de acções abrangidas pelo Plano de Promoção ao Desempenho Ambiental (PPDA), e que são incorporadas na parcela associada a este incentivo no âmbito do mecanismo de ajustamento previsto no n.º 4 do artigo 89.º do Regulamento Tarifário.

5.3.3 OUTROS PROVEITOS NO ÂMBITO DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Os outros proveitos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica apresentaram um desvio de cerca de 99% relativamente ao previsto (Quadro 5-18). Este desvio resulta de uma subestimação do seu montante. A EDA previa um montante de outros proveitos operacionais na ordem

de grandeza dos 197 milhares de euros tendo, no entanto, ocorrido um valor de 664 milhares de euros enquanto ao nível das prestações de serviços ocorreu um desvio de cerca de 26%.

Quadro 5-18 - Outros proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

	2007	Tarifas 2007	Diferença 2006 - Tarifas 2006	
	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
Prestações de Serviços	469	374	95	25,5%
Outros Proveitos Operacionais	664	197	467	237,3%
Total	1 133	570	562	98,6%

5.4 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o n.º 4 do artigo 90.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento em 2008 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica relativos a 2006 é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 7 975 milhares de euros e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 90.º aos valores verificados em 2007 (6 202 milhares de euros). Este desvio é actualizado para 2009 aplicando-se a taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2007 resultaram da soma das seguintes parcelas:

- Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA no montante de 4 900 milhares de euros (1 081 milhares de euros de MT e 3 819 milhares de euros de BT).
- Desvio a recuperar em 2009 da compensação a pagar pela entidade concessionária da RNT relativa ao sobrecusto estimado da actividade de CEE de 3 075 milhares de euros (-1 802 milhares de euros imputados a MT e 4 877 milhares de euros imputados a BT).

O Quadro 5-19 permite comparar os valores verificados em 2007 (“2007”) com os proveitos permitidos em 2006 no cálculo das tarifas de 2007 (“Tarifas 2007”) e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2008.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Ajustamentos referentes a 2007 na Região Autónoma dos Açores

Quadro 5-19 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

			2007	Tarifas 2007	Diferença 2006 - Tarifas 2006	
			10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	$\bar{A}m_{12}^C$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos participados	563	874	-311	-35,6%
b	$\bar{A}ct_{12}^C$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	5 368	6 964	-1 596	-22,9%
c	r_1^C	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0		
d	\bar{C}_{12}^C	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 532	6 634	-1 102	-16,6%
e	\bar{S}_{12}^C	Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	443	132	312	236,6%
f	ΔR_{12-2}^C	Ajustamento no ano t dos proveitos da CEE relativos ao ano t-2	-121	-121	0	
1	\bar{R}_1^C	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	6 202	8 054	-1 852	-23,0%
2	i_{2004}^b	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual	5,447%			
g	$\bar{A}m_{12}^C$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos participados	69	300	-231	-77,0%
h	$\bar{A}ct_{12}^C$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	438	2 523	-2 085	-82,6%
i	r_1^C	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0		
k	\bar{C}_{12}^C	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	146	2 708	-2 562	-94,6%
k	\bar{S}_{12}^C	Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	5	38	-34	-87,4%
l	ΔR_{12-2}^C	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-73	-73	0	
3	\bar{R}_{12}^C	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT	318	3 244	-2 926	-90,2%
4	R_{12}^C	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em MT	1 081			
5	S_{12}^C	Compensação paga pela REN	-1 802			
6	$SRAA_{12}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA, imputáveis à actividade de CEE, em MT	0			
7	(4) + (5) + (6)	Proveitos recuperados na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT	-722			
8		Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em MT, relativos a 2007	-1 156			
m	$\bar{A}m_{12}^C$	Amortizações do activo fixo líquidas das amortizações dos activos participados	494	574	-81	-14,0%
n	$\bar{A}ct_{12}^C$	Valor médio do activo fixo líquido de amortizações e participações	4 930	4 441	489	11,0%
o	r_1^C	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo (%)	8,0	8,0		
p	\bar{C}_{12}^C	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 386	3 925	1 460	37,2%
q	\bar{S}_{12}^C	Outros proveitos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	438	93	345	369,9%
r	ΔR_{12-2}^C	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-48	-48	0	
9	\bar{R}_{12}^C	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT	5 884	4 810	1 074	22,3%
10	R_{12}^C	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em BT	3 819			
11	S_{12}^C	Compensação paga pela REN	4 877			
12	$SRAA_{12}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA, imputáveis à actividade de CEE, em BT	0			
13	(10) + (11) + (12)	Proveitos recuperados na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT	8 697			
14	$\Delta_{12,2003}^C = \left[(1+\beta) - \beta \right] \times \left(1 + \frac{i_{2004}^b}{100} \right)^2$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em BT, relativos a 2007	3 128			

5.4.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O desvio no activo líquido a remunerar de -22,8% resulta sobretudo, do crescimento das amortizações em 39,8%, resultante de reclassificações efectuadas em 2006 e que aumentaram o saldo inicial de 2007 em cerca de 50%.

O quadro seguinte apresenta os movimentos que ocorreram no activo líquido a remunerar desta actividade.

Quadro 5-20 - Movimentos no activo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2007	Tarifas 2007	desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Investimento a custo técnicos	1 360	2 058	-33,9%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	12 848	10 446	23,0%
Investimento Directo	131	53	
Transferência p/ exploração	1 110	3 409	
Reclassificações, alienações e abates	-672	0	
Saldo Final (2)	13 417	13 908	-3,5%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	7 133	4 740	50,5%
Amortizações do Exercício	563	878	
Regularizações e abates	158	0	
Saldo Final (4)	7 853	5 617	39,8%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	542	36	1406,0%
Comparticipações do ano ^[1]	-542	0	
Amortizações do ano	0	4	
Saldo Final (6)	0	32	-100,0%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2005 (7) = (1) - (3) - (5)	5 173	5 670	
Valor de 2006 (8) = (2) - (4) - (6)	5 564	8 258	
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	5 368	6 964	-22,9%

Nota: ^[1] Inclui regularizações e transferências entre actividades.

5.4.2 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO

Os custos anuais de exploração na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica apresentaram um decréscimo de 16,0% relativamente ao previsto nas tarifas para 2007.

O Quadro 5-21 compara os valores ocorridos em 2007 com os valores aceites nas tarifas para 2007 e com os valores aceites pela ERSE para efeitos de cálculo do ajustamento referente a 2007.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Ajustamentos referentes a 2007 na Região Autónoma dos Açores

Quadro 5-21 - Custos de exploração na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

	Tarifas 2007	Real 2007	Desvio	2007 ERSE	Diferença 2007 ERSE - Tarifas 2007		Diferença 2007 ERSE - Real 2007	
	10 ³ EUR	%	10 ³ EUR	% aceite				
	(1)	(2)	[(2) - (1)] / (1)	(3)	(4) = (3) - (1)	(5) = [(4) / (1)] x 100	(6) = (3) - (2)	[(3) / (2)] x 100
Custos de Exploração								
Materiais Diversos	2	6	151,6%	4	1	55,5%	-2	61,8%
Fornecimentos e Serviços Externos	3 010	2 791	-7,3%	2 750	-259	-8,6%	-41	98,5%
Pessoal	3 440	2 759	-19,8%	2 759	-681	-19,8%	0	100,0%
Outros Custos ^[1]	181	18	-89,9%	18	-163	-89,9%	0	100,0%
Total (3) = (1) + (2)	6 634	5 575	-16,0%	5 532	-1 102	-16,6%	-43	99,2%
Custos de Investimento (TPE)								
Materiais Diversos	590	538	-8,9%	538	-53	-8,9%	0	100,0%
Fornecimentos e Serviços Externos	45	124	175,3%	124	79	175,3%	0	100,0%
Pessoal	318	323	1,6%	323	5	1,6%	0	100,0%
Outros Custos	0	4		4	4		0	
Total (4)	954	989	3,7%	989	35	3,7%	0	100,0%
Custos Totais								
Materiais Diversos	593	544	-8,3%	542	-51	-8,7%	-2	99,6%
Fornecimentos e Serviços Externos	3 055	2 915	-4,6%	2 875	-180	-5,9%	-41	98,6%
Pessoal	3 758	3 083	-18,0%	3 083	-676	-18,0%	0	100,0%
Outros Custos	181	22	-87,9%	22	-159	-87,9%	0	100,0%
Total (5) = (3) + (4)	7 587	6 564	-13,5%	6 521	-1 067	-14,1%	-43	99,3%

Nota: ^[1] Valor líquido de utilizações de provisões.

Os maiores desvios absolutos ocorreram nas rubricas de Pessoal e Fornecimentos e Serviços Externos. A metodologia de cálculo dos custos aceites encontra-se explicada no ponto 5.1. Os custos reais não aceites para efeitos de regulação atingem os 43 milhares de euros.

5.4.3 OUTROS PROVEITOS NO ÂMBITO DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

No Quadro 5-22 apresentam-se os valores da parcela de outros proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica. No seu conjunto registam um desvio de cerca de 236,6% relativamente ao previsto. Este desvio resulta de uma subestimação dos montantes de prestações de serviços (282 milhares de euros) e dos outros proveitos operacionais (30 milhares de euros).

Quadro 5-22 - Outros proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

	2007	Tarifas 2007	Diferença 2007 - Tarifas 2007	
	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
Prestações de Serviços	368	86	282	327,0%
Outros Proveitos Operacionais	75	45	30	65,2%
Total	443	132	312	236,6%

5.5 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ACTIVIDADE NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Da análise do Quadro 5-23 verifica-se que os proveitos permitidos recalculados no ano 2008, com base em valores verificados em 2007, foram inferiores aos proveitos permitidos a proporcionar em 2007 definidos em 2006 em cerca de 8,7%.

Quadro 5-23 - permitidos em 2007 e ajustamento em 2009, na RAA

Unidade: 10⁶ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2007, definidos em 2006 (Tarifas 2007)	Proveitos Efectivamente facturados em 2007	Compensação paga pela REN	Custos com a convergência tarifária recuperada pela TVCF do SEPA	Custos aceites com o PPDA	Proveitos a proporcionar em 2007, definidos em 2008	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2009
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(7) = [(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)] x (1+5,447%) ²
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	119 048	60 786	58 945	0	0	109 664	1 265	12 600
Distribuição de Energia Eléctrica	34 859	20 268	14 300	0	176	31 980		2 682
Comercialização de Energia Eléctrica	8 054	4 900	3 075	0	0	6 202		1 972
Proveitos permitidos à EDA	161 961	85 955	76 320	0	176	147 846	1 265	17 255

Tendo em conta que os proveitos recuperados (163 364 milhares de euros²⁴) durante 2007 pela EDA, são superiores ao previsto (161 961 milhares de euros) em cerca de 0,9%, e que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2007 são cerca de 8,7% inferiores aos calculados para Tarifas 2007, o desvio de 2007 atinge os 15 518 milhares de euros.

O ajustamento a devolver pela EDA em 2007 relativamente ao ano de 2007 actualizado à taxa EURIBOR, em vigor no último dia do mês de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual será de 17 255 milhares de euros.

²⁴ 163 364 = 85 955 + 76 320 - 176 + 1 265

6 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No presente capítulo é calculado o ajustamento relativo a 2007 a repercutir nas tarifas de 2009 de acordo com o estipulado no Regulamento Tarifário, para cada uma das actividades reguladas da EEM.

Por forma a avaliar o desempenho da EEM e o ajustamento relativo a cada actividade, a análise efectuada assenta na comparação por actividade entre os valores dos custos, proveitos e activos líquidos a remunerar verificados em 2007 e os valores aceite pela ERSE no cálculo das tarifas para 2007.

6.1 EEM

6.1.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O Quadro 6-1 apresenta os movimentos no activo líquido a remunerar da EEM. Globalmente, o desvio no activo líquido médio a remunerar situou-se em - 2,7% justificado por uma diminuição no activo líquido a remunerar de 2007 (-5,9%), apesar do activo líquido a remunerar de 2006 apresentar um acréscimo de 1,0% face aos valores aceites em 2006 para o cálculo das tarifas para 2007.

O desvio apurado no saldo líquido de 2007 foi fortemente influenciado pelo desvio verificado no saldo final do activo bruto que apresenta um decréscimo de cerca de 3,5% face ao valor aceite em 2006 para cálculo de tarifas para 2007, resultante de um menor nível de investimento directo executado por comparação com o previsto.

O investimento total da EEM apresentou um decréscimo em 2007 de cerca de 31% por comparação com os valores aceites em 2006 para efeitos de tarifas para 2007. Segundo a EEM, o plano de investimentos da empresa é fortemente condicionado pelo ritmo de investimento público e privado realizado em toda a Região Autónoma no sentido de assegurar novos pontos de consumo de energia eléctrica. Contudo, os desvios mencionados anteriormente resultam essencialmente de um atraso no projecto de execução dos investimentos previstos para a nova Central Térmica da Vitória (Vitória III) e do atraso de algumas obras a efectuar na rede de transporte.

Quadro 6-1 - Movimentos no activo líquido a remunerar²⁵Unidade: 10³ EUR

	2007 (1)	Tarifas 2007 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento Total	37 106	53 879	-31,1%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	583 381	588 799	
Investimento Directo	20 915	39 091	
Transferências para Exploração	19 617	16 712	
Reclassificações, alienações e abates	-1 716	0	
Saldo Final (2)	622 198	644 602	-3,5%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	300 775	301 412	
Amortizações do Exercício	22 222	23 341	
Regularizações	-1 708	0	
Saldo Final (4)	321 289	324 753	-1,1%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	41 639	48 803	
Comparticipações do ano	6 100	1 750	
Amortização do ano	4 732	4 886	
Saldo Final (6)	43 007	45 667	-5,8%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2006 (7) = (1) - (3) - (5)	240 967	238 584	1,0%
Valor de 2007 (8) = (2) - (4) - (6)	257 902	274 181	-5,9%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	249 435	256 382	-2,7%

6.1.2 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO DA EEM

No Quadro 6-2 são apresentados os custos anuais de exploração²⁶ da EEM por comparação entre os valores aceites de 2007 pela ERSE e os valores aceites em 2006 no cálculo das tarifas para 2007.

²⁵ No activo a remunerar não se encontram contabilizadas as licenças de CO₂.

²⁶ Custos operacionais deduzidos dos trabalhos para a própria empresa.

Quadro 6-2 - Custos anuais de exploração da EEM

Unidade: 10³ EUR

	2007	Tarifas 2007	Desvio (2007-Tarifas 2007)	
			Valor	%
Combustíveis, lubrificantes e outros ⁽¹⁾	2 576	3 321	-745	-22,4%
Materiais Diversos	3 051	3 039	12	0,4%
Fornecimentos e Serviços Externos	5 115	5 107	8	0,1%
Custos com Pessoal	26 764	26 812	-48	-0,2%
Outros Custos Operacionais ⁽²⁾	2 748	720	2 029	282,0%
Provisões ⁽³⁾	399	1 892	-1 493	-78,9%
TOTAL	40 653	40 891	-238	-0,6%

Nota: ⁽¹⁾ Exclui o valor dos custos com o fuelóleo aceites pela ERSE, mas deduzido do valor do prémio contratual da GALP.

⁽²⁾ Inclui o valor da frota automóvel.

⁽³⁾ Inclui o valor de Impostos e inclui o consumo do ano de licenças de CO₂ na coluna "2007".

⁽⁴⁾ Líquidas das utilizações de provisões e inclui as provisões para licenças de CO₂ na coluna "Tarifas 2007".

No processo de fixação dos proveitos permitidos da EEM nas tarifas para 2007, a ERSE considerou os valores aceites em Tarifas para 2006 aos quais incidiu o valor da inflação prevista para 2006 e procedeu uma descida de 1% nos custos controláveis da EEM²⁷ tendo em vista incentivar a empresa a impor uma trajectória de eficiência nos mesmos. Como tal, e à semelhança dos processos de cálculo do ajustamento de 2003 a repercutir nas tarifas de 2005, do ajustamento de 2004 a repercutir nas tarifas de 2006, do ajustamento de 2005 a repercutir nas tarifas de 2007 e do ajustamento de 2006 a repercutir nas tarifas de 2008, os valores das rubricas dos custos de exploração controláveis aceites pela ERSE para o cálculo do ajustamento de 2007 não podem ser superiores ao valores definidos para tarifas em 2006. Os valores de custos controláveis apresentados pela EEM para os valores ocorridos em 2007 (Materiais Diversos, Fornecimentos e Serviços Externos, Custos com pessoal e Outros Custos Operacionais) são superiores aos estipulados para tarifas para 2007. Como tal, a ERSE procedeu à fixação dos valores de Materiais Diversos, Fornecimentos e Serviços Externos e Outros Custos Operacionais de exploração, em que os valores considerados são os valores anteriormente aceites para tarifas para 2007, corrigidos da inflação verificada em 2007.

À semelhança de anos anteriores, a ERSE gostaria de fazer referência à introdução da distribuição postal com recurso ao *outsourcing*, medida de gestão empreendida pela EEM em 2004 e que traduz um esforço de modernização que a ERSE respeita. No entanto, para efeito de regulação, só pode ser aceite se, no limite, for inócua em termos de custos a serem suportados pelos clientes de energia eléctrica, não implicando um acréscimo nos mesmos, o que não parece ser o caso.

A excepção à aplicação da metodologia apresentada é verificada na rubrica Custos com Pessoal.

²⁷ Com excepção dos custos com pessoal.

A rubrica Custos com Pessoal total de 2007 foi calculada, tendo em conta a metodologia utilizada pela ERSE para apuramento dos custos com pessoal em cada processo de cálculo das tarifas, para cada actividade regulada:

- A remuneração por efectivo de 2007 foi obtida através da remuneração por efectivo²⁸ aceite pela ERSE para cálculo do ajustamento de 2006 a repercutir em 2008, aplicando a taxa de inflação verificada em 2007, correspondendo ao valor do IPC de Dezembro, sem habitação (2,4%). É igualmente considerado um acréscimo anual nas remunerações por efectivo acima do valor da taxa de inflação em 1,5 pontos percentuais.
- O valor aceite pela ERSE para encargos com pensões corresponde à percentagem real do custo com pensões nas remunerações suportado pela empresa, ou seja, 12,9%. Dado que o valor de remunerações por efectivo aceite pela ERSE é inferior ao verificado pela empresa, os custos com pensões aceite é inferior ao valor incorrido pela empresa resultante do estudo actuarial.
- O valor de encargos aceite foi obtido aplicando a percentagem dos encargos nas remunerações verificadas (28,6%), aos novos valores de remunerações considerados pela ERSE.

Após a obtenção de novos valores de custos com pessoal totais por actividade são apurados novos custos com pessoal de exploração, utilizando o valor de custos com pessoal afectos a trabalhos para a própria empresa ocorrida em 2007. Uma vez que o novo valor apurado de custos com pessoal totais por actividade, segundo a metodologia apresentada anteriormente, é inferior aos valores verificados pela empresa, os valores de custos com pessoal de exploração aceites pela ERSE correspondem aos obtidos através da metodologia descrita anteriormente.

A rubrica Provisões em 2007 não inclui qualquer montante relacionado com licenças de CO₂ ao contrário da rubrica em Tarifas 2007 que, para além de contabilizar 125 mil euros de provisões para clientes de cobrança duvidosa, inclui igualmente um montante de 1 506 mil euros de provisões para licenças de CO₂ aceite pela ERSE para o processo de cálculo das tarifas para 2007. Este valor corresponde a um défice de 100 508 toneladas de CO₂, valorizadas unitariamente a €14,98, correspondendo à cotação *forward* de 2006 da *Nordpool*, à data do envio das previsões da EEM para cálculo das tarifas para 2007. Seguindo a contabilização das licenças de CO₂ de acordo com a Interpretação Técnica n.º4 em 2007, a EEM contabilizou em Outros custos operacionais o valor de 2 026 mil euros relativos ao consumo do ano e em subsídios à exploração o montante de 1 930 mil euros.

Globalmente, o valor dos custos de exploração da EEM apresentam um desvio negativo de 0,6% entre os valores verificados e os valores aceites em 2006 para tarifas para 2007.

²⁸ Considera-se o número de efectivos do início do ano.

DIREITOS DE PASSAGEM

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

O Conselho Tarifário no seu parecer sobre “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2008” defende que ...”a nova taxa criada pelo Decreto Legislativo Regional n.º2/2007/M, de 8 de Janeiro, com efeitos retroactivos a 1 de Janeiro de 2006, não decorre nem da insularidade, nem do carácter ultra-periférico da Região Autónoma da Madeira, pelo que não deverá avolumar os sobrecustos de convergência já suportados pelos consumidores do Continente através da tarifa”.

Por estas razões na recente revisão regulamentar considera-se que os custos administrativos de interesse regional, criados a partir da data da extensão da regulação da ERSE às Regiões Autónomas poderão ser avaliados pela ERSE para efeitos tarifários na sequência de parecer do Conselho Tarifário e ouvidos os interessados.

A neutralidade da repercussão destes custos administrativos no sobrecusto com a convergência tarifária paga pelos consumidores de Portugal continental obriga à sua repercussão integral nas tarifas de Venda a Clientes Finais da Madeira. Importa referir que a aplicação da situação mencionada apresenta um impacte tarifário significativo nas tarifas de Venda a Clientes Finais da Madeira.

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

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

Assim, nos proveitos permitidos de 2009 não se reconhecem os custos com a utilização do domínio público municipal pelas infra-estruturas da EEM relativos a 2007.

6.1.3 OUTROS PROVEITOS DA EEM

No Quadro 6-3 são apresentados os valores de Outros Proveitos da EEM comparando-se os valores verificados em 2007 apresentados pela EEM com os valores aceites em 2006 nas tarifas para 2007. O desvio positivo nos outros proveitos é explicado, essencialmente, pelo valor contabilizado em Subsídios à exploração e pela rubrica de Outros Proveitos Operacionais. A rubrica de Subsídios à exploração contabiliza o saldo das licenças de CO₂ encontrando-se explicado mais detalhadamente no ponto 6.2.4. A rubrica de Outros Proveitos operacionais contabiliza proveitos decorrentes da alienação da antiga frota da EEM sendo explicado mais detalhadamente nos pontos 6.2.4, 6.3.3 e 6.4.3.

Quadro 6-3 - Outros Proveitos da EEM

Unidade: 10³ EUR

	2007	Tarifas 2007	Desvio (2007-Tarifas 2007)	
			Valor	%
Prestações de Serviços	194	162	32	20%
Proveitos Suplementares	310	234	76	33%
Subsídios à exploração ⁽¹⁾	1 930	0	1 930	
Outros Proveitos Operacionais	497	0	497	
TOTAL	2 930	395	2 535	641,2%

Nota: O valor de subsídios à exploração é referente à contabilização da atribuição das licenças de CO₂.

Nos pontos seguintes procede-se à análise dos desvios por actividade. A repartição dos valores de custos pelas três actividades reguladas foi efectuada utilizando a chave de repartição enviada pela EEM como sendo a chave de repartição do ano verificado em 2007.

6.2 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

De acordo com o n.º 6 do artigo 94.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS) relativos a 2007 é dado pela diferença entre os proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte fixadas para 2007 às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 94.º aos valores verificados em 2007, acrescido dos valores da compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal Continental relativo ao sobrecusto estimado da actividade de AGS, dos valores dos custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifas de UGS e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM em 2007 e dos valores relativos ao ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas. Este desvio é actualizado para 2009 aplicando-se a taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

No quadro seguinte (Quadro 6-4) são apresentadas as variáveis para o cálculo do ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de AGS relativos ao ano de 2007, tendo-se apurado o valor de + 3 532 milhares de euros. São apresentados igualmente, os parâmetros definidos para o cálculo dos proveitos permitidos da actividade de AGS para 2007.

O desvio de +3 177 milhares de euros é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -39 481 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2007 por aplicação das tarifas no continente (72 038 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2007, definidos em 2008 (111 520 milhares de euros).
- +43 326 milhares de euros referentes à compensação relativa ao sobrecusto de AGS.
- +1 986 milhares de euros relativos ao valor a recuperar pelas tarifas da RAM.
- -2 654 milhares de euros referentes ao ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas.

Quadro 6-4 - Cálculo do ajustamento na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema

		2007	Tarifas 2007	Diferença 2007 - Tarifas 2007	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
Am_t^{MAGS}	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados	7 538	8 426	-888	-10,5%
Act_t^{MAGS}	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	129 741	131 671	-1 930	-1,5%
r_t^{MAGS}	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (%)	7,0%	7,0%		
$C_{SPM,t}^{MAGS}$	Custos com a aquisição de energia eléctrica ao SPM	20 064	19 245	819	4,3%
$C_{SIM,t}^{MAGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica ao SIM	4 591	5 650	-1 058	-18,7%
C_t^{MAGS}	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	16 958	17 861	-902	-5,1%
F_t^{MAGS}	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	40 949	44 230	-3 282	-7,4%
S_t^{MAGS}	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado	1 970	9	1 961	
ΔF_{t-2}^{MAGS}	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-14 307	-14 307	0	0,0%
R_{t-2}^{MAGS}	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	111 520	118 927	-7 407	-6,2%
R_{t-2}^{MAGS}	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente	72 038			
SM_{-1}^{AGS}	Compensação relativa ao sobrecusto de AGS	43 326			
$SRAM_{-1}^{AGS}$	Custo da convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM	1 986			
Δ_{t-2}^{TVCFM}	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	-2 654			
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2008, acrescida de 0,5 pontos percentuais	5,45%			
Δ_{t-2}^{MAGS}	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativo ao ano de 2007	3 532			

6.2.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

O Quadro 6-5 apresenta os movimentos no activo líquido a remunerar da actividade de AGS.

O activo líquido médio de 2007 apresenta um desvio negativo de 1,5% entre os valores verificados em 2007 e os valores aceites para tarifas para 2007. A justificação para o movimento atrás descrito resulta de um valor líquido em 2007 verificado inferior ao previsto em 2006 para tarifas em 2007 em cerca de 9,5%, apesar de ter ocorrido um crescimento no valor líquido de 2006 em 7,6%.

O investimento total previsto pela EEM para tarifas em 2007 ficou aquém do verificado em 2007, justificado pela morosidade do processo de concurso público internacional e a análise de propostas da Nova Central Térmica da Vitória (Vitoria III) não permitindo adjudicar e dar início à obra no ano de 2007, tal como inicialmente previsto.

Os principais investimentos realizados nesta actividade ocorreram ao nível da Central Térmica da Vitória, com intervenções ao nível dos Grupos Electrogéneos da Central e execução do sistema de monitorização de emissões, na Central Térmica de Porto Santo, com a instalação de um grupo termoeléctrico, e nas mini-hídricas, nomeadamente ao nível do canal da Central da Serra de Água e no açude de captação da ribeira da Ameixieira.

O saldo final bruto de 2007 apresenta um decréscimo de 4,4% face aos valores aceites em 2006 para tarifas em 2007 e, apesar do valor do saldo final das participações apresentarem um desvio negativo de cerca de 5%, o saldo líquido de 2007 apresenta um desvio de 9,5%.

Quadro 6-5 - Movimentos no activo líquido a remunerar²⁹

Unidade: 10³ EUR

	2007 (1)	Tarifas 2007 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento Total	9 116	23 711	-61,6%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	342 561	339 675	
Investimento Directo	4 732	16 340	
Transferências para Exploração	825	7 961	
Reclassificações, alienações e abates	-209	0	
Saldo Final (2)	347 909	363 976	-4,4%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	177 350	177 308	
Amortizações do Exercício	11 318	12 278	
Regularizações	-207	0	
Saldo Final (4)	188 461	189 586	-0,6%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	32 005	38 547	
Comparticipações do ano	4 946	172	
Amortização do ano	3 780	3 852	
Saldo Final (6)	33 171	34 867	-4,9%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2006 (7) = (1) - (3) - (5)	133 205	123 820	7,6%
Valor de 2007 (8) = (2) - (4) - (6)	126 277	139 522	-9,5%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	129 741	131 671	-1,5%

6.2.2 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

6.2.2.1 CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AO SPM

O Quadro 6-6 analisa a aquisição de energia eléctrica efectuada a outros produtores do SPM em termos de quantidades (em MWh), de custo (em milhares de euros) e respectivo preço médio (em €/MWh). O aumento de 4,3% entre o custo previsto para 2007 e o custo verificado resulta do crescimento da quantidade adquirida em cerca de 5%, dado que o preço médio de aquisição apresenta um desvio negativo de 0,7% entre os valores previstos no processo de cálculo de tarifas para 2007 e os valores verificados no ano.

²⁹ As licenças de CO₂ não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do activo.

Quadro 6-6 - Custos com a Aquisição de Energia Eléctrica ao SPM

	2007	Tarifas 2007	Desvio (2007-Tarifas 2007)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Eléctrica ao SPM (MWh)	201 485	192 000	9 485	4,9%
Preço Médio (€/MWh)	99,6	100,2	-1	-0,7%
Custo Total (10³ EUR)	20 064	19 245	819	4,3%

6.2.2.2 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AO SIM

No Quadro 6-7 apresenta-se os custos permitidos com a Aquisição de Energia Eléctrica aos produtores de energia eléctrica independentes (SIM), comparando os valores verificados em 2007 com os aceites para cálculo das tarifas para 2007. O decréscimo de 3,4% no preço médio da aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial resulta do decréscimo de 18,7% no custo desta energia e de um decréscimo nas quantidades adquiridas de cerca de 16% face aos valores aceites para o cálculo das tarifas para 2007.

Quadro 6-7 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM

	2007	Tarifas 2007	Desvio (2007-Tarifas 2007)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM (MWh)	54 919	65 300	-10 381,2	-15,9%
Preço Médio (€/MWh)	83,6	86,5	-2,9	-3,4%
Custo Total (10³ EUR)	4 591	5 650	-1 058	-18,7%

O Quadro 6-8 analisa a aquisição de energia eléctrica desagregando-a por tipo de produção em regime especial, comparando os valores verificados em 2007 com os valores previstos aquando o processo de fixação das tarifas para 2007. A queda no preço médio da aquisição de energia eléctrica ao SIM em torno dos 3,4% resulta de uma descida no preço médio da energia eólica e de uma subida no preço médio da energia hídrica e energia de outra fonte adquirida pela empresa em regime especial. De entre os diversos tipos de produção em regime especial analisados, o preço médio da energia hídrica foi o que apresentou um maior desvio no período em análise (+2,2%). Globalmente, assistiu-se a um desvio negativo na quantidade de energia adquirida ao SIM em cerca de 16%, sendo que apenas a energia de outra origem (para além de hídrica e eólica) apresentou um desvio positivo em termos de quantidade, entre os valores verificados e os valores aceites para cálculo das tarifas para 2007.

Quadro 6-8 - Aquisição de Energia Eléctrica ao SIM

	2007					Tarifas 2007					Variação 2007/Tarifas 2007		
	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	MWh			10 ³ EUR	€/MWh	MWh	10 ³ EUR	€/MWh
	Madeira	Porto Santo	EEM			Madeira	Porto Santo	EEM					
Total de aquisições ao SIM	53 730	1 189	54 919	4 591	83,6	64 000	1 300	65 300	5 650	86,5	-15,9%	-18,7%	-3,4%
Térmica													
Fuel													
Gasóleo													
Hídrica	3 552		3 552	346	97,3	4 000		4 000	381	95,2	-11,2%	-9,2%	2,2%
Eólica	12 072	1 189	13 261	1 295	97,7	25 000	1 300	26 300	2 580	98,1	-49,6%	-49,8%	-0,4%
Geotérmica													
Outros	38 106		38 106	2 950	77,4	35 000		35 000	2 689	76,8	8,9%	9,7%	0,8%

6.2.3 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO AFECTOS À ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

O Quadro 6-9 apresenta os custos anuais de exploração afectos à AGS. As rubricas de materiais diversos, fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal apresentam um desvio negativo de 5,6% face aos valores aceites em 2006 para tarifas de 2007, em sequência da repartição por actividade de acordo com a chave de repartição verificada em 2006 e, da correcção da taxa de inflação verificada em 2007 (3,0%) aos custos anuais líquidos aceites para as tarifas de 2007 uma vez que, ao nível da EEM, estas rubricas apresentam um decréscimo de 0,1%. A rubrica de outros custos operacionais inclui um montante de 2 026 mil euros relativos ao consumo do ano de licenças de CO₂ decorrente da contabilização de 89 564 licenças adquiridas em 2007 a um preço médio de 1,08 €/t e da contabilização de 350 845 licenças atribuídas no âmbito do PNALE, cotadas a 2 de Janeiro de 2007 (5,5 €/t). O consumo do ano de licenças de CO₂ da EEM foi, então, de 440 409 licenças.

Quadro 6-9 - Custos anuais de exploração afectos a AGS

Unidade: 10³ EUR

	2007	Tarifas 2007	Desvio (2007-Tarifas 2007)	
			Valor	%
Combustíveis, lubrificantes e outros ⁽¹⁾	2 576	3 321	-745	-22,4%
Materiais Diversos	2 079	2 158	-78	-3,6%
Fornecimentos e Serviços Externos ⁽²⁾	1 572	1 722	-150	-8,7%
Custos com Pessoal	8 062	8 528	-466	-5,5%
Outros Custos Operacionais ⁽³⁾	2 403	366	2 036	555,9%
Provisões ⁽⁴⁾	267	1 766	-1 499	-84,9%
TOTAL	16 958	17 861	-902	-5,1%

Nota: ⁽¹⁾ Exclui o valor dos custos com o fuelóleo aceites pela ERSE, mas deduzido do valor do prémio contratual da GALP.

⁽²⁾ Inclui o valor da frota automóvel.

⁽³⁾ Inclui o valor de Impostos e inclui o consumo do ano de licenças de CO₂ na coluna "2007".

⁽⁴⁾ Líquidas das utilizações de provisões e inclui as provisões para licenças de CO₂ na coluna "Tarifas 2007".

CUSTOS COM OS COMBUSTÍVEIS

Os custos com a aquisição de combustíveis têm um peso importante nos custos totais de produção de energia eléctrica da EEM. Na determinação das tarifas para 2007, previu-se que os custos com a aquisição de combustíveis, fuelóleo, gasóleo e lubrificantes representassem 49,8% dos custos aceites para efeitos de regulação, valor muito próximo do valor ocorrido. Assim, em 2007 os custos com combustíveis representaram 49,8% do total dos custos aceites, sendo que os custos com o fuelóleo representaram 93,7% do total destes.

O Quadro 6-10 permite comparar os custos com os combustíveis consumidos previstos e verificados.

Os custos com o fuelóleo foram inferiores ao previsto³⁰ em 3,3 milhões de euros, o que corresponde a uma diferença de -7%. Em termos unitários, a diferença foi apenas de - 4%.

O custo total com gasóleo foi inferior ao previsto, tendo a diferença entre os custos previstos e ocorridos sido de - 31%. Em termos unitários esta diferença foi sensivelmente menor, tendo sido igual a - 6%. Pelo pouco peso dos custos com o gasóleo, a análise mais aprofundada dos custos com combustíveis restringir-se-á ao custo do fuelóleo.

³⁰ Neste caso, as previsões da empresa regulada e os valores implícitos nas tarifas coincidem.

Quadro 6-10 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2007 previstos e verificados

	Custo total				Custo unitário		
	Previsto (10 ³ euros) (1)	Verificado (10 ³ euros) (2)	(2)-(1) (10 ³ euros)	((2)-(1))/(1) %	Previsto (EUR/t ou EUR/kl) (3)	Verificado (EUR/t ou EUR/kl) (4)	((4)-(3))/(3) %
Fuelóleo	44 230	40 949	-3 282	-7%	308,2	296,0	-4%
Gasóleo	1 878	1 287	-591	-31%	567,4	536,0	-6%

FUELÓLEO

O Quadro 6-11 apresenta a diferença entre os valores previstos e verificados dos custos unitários do fuelóleo, das produções das centrais a fuelóleo da EEM e dos seus respectivos consumos específicos. Observa-se que a evolução da produção de energia eléctrica nas centrais a fuelóleo foi ligeiramente inferior ao previsto em 1%, tendo este efeito nos custos de produção sido aumentado pela evolução do consumo específico, inferior ao previsto em 3%. Por outro lado, o custo unitário do fuelóleo foi inferior ao previsto em 4%. A conjugação destes três factores explica que o custo com o fuelóleo tenha sido inferior ao previsto em 7%. A evolução dos custos unitários do fuelóleo dever-se-á à evolução dos preços nos mercados internacionais, que é analisada no capítulo referente ao cálculo do ajustamento na Região Autónoma dos Açores.

Quadro 6-11 - Comparação entre o custo com o fuelóleo previsto para 2006 e o verificado nesse ano

	Custo unitário			Produção centrais			Consumos específicos		
	Previsto (EUR/t) (1)	Verificado (EUR/t) (2)	((2)-(1))/(1) %	Previsto GWh (3)	Verificado GWh (4)	((4)-(3))/(3) %	Previsto kg/kWh (5)	Verificado kg/kWh (6)	((6)-(5))/(5) %
Fuelóleo	308,2	296,0	-4%	637	633	-1%	0,225	0,218	-3%

6.2.4 OUTROS PROVEITOS AFECTOS À ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

O Quadro 6-12 apresenta os outros proveitos afectos à actividade de AGS.

Quadro 6-12 - Outros proveitos afectos a AGS

Unidade: 10³ EUR

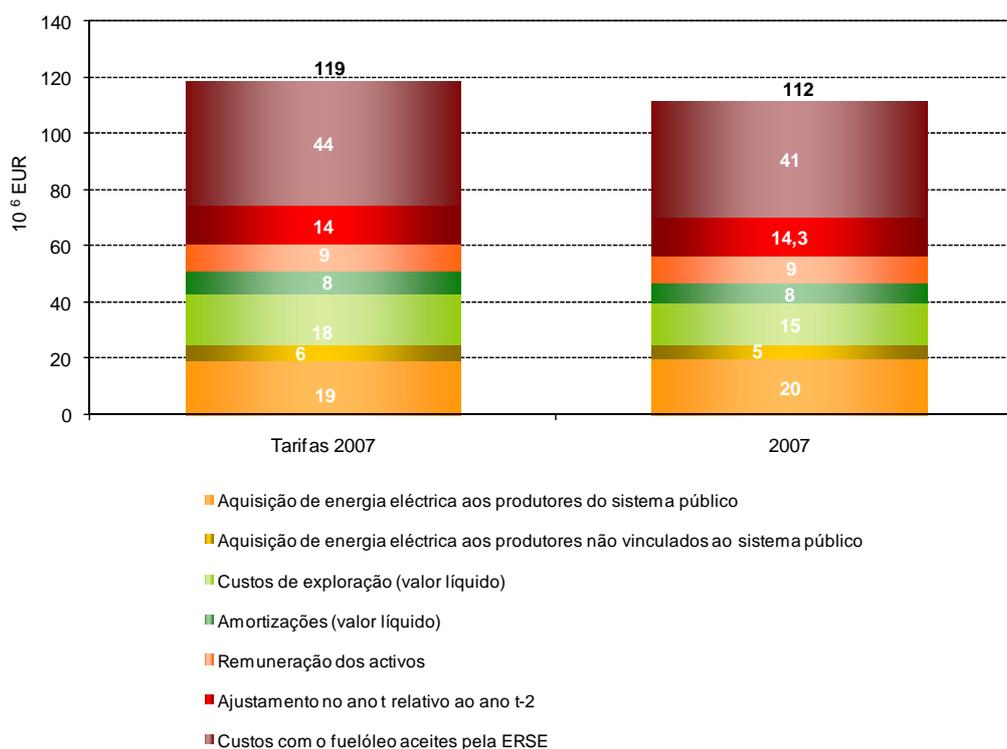
	2007	Tarifas 2007	Desvio (2007-Tarifas 2007)	
			Valor	%
Prestações de Serviços	0	0	0	
Proveitos Suplementares	9	9	0	-1,2%
Subsídios à exploração ⁽¹⁾	1 930	0	1 930	
Outros Proveitos Operacionais	31	0	31	
TOTAL	1 970	9	1 961	

Nota: O valor de subsídios à exploração inclui a contabilização do ano de licenças de CO₂.

Enquanto que no processo de cálculo das tarifas para 2007, a EEM não previa qualquer montante para outros proveitos desta actividade, em 2007 o valor de outros proveitos afectos a AGS atingiu 1 970 milhares de euros. Este valor é essencialmente justificado pelo montante de subsídios à exploração que contabiliza as licenças de CO₂ atribuídas em 2007 à EEM no montante de 1,9 milhões de euros, correspondendo à atribuição de 350 845 licenças de CO₂ valorizadas à cotação de 2 de Janeiro – 5,5 €/t. Esta contabilização resulta da adopção, por parte da empresa, da Interpretação Técnica nº 4 da Comissão de Normalização Contabilística. O valor contabilizado em Outros Proveitos Operacionais decorre da obtenção de mais-valias com a alienação de veículos da antiga frota da EEM afectos à actividade de AGS.

6.2.5 DECOMPOSIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

A Figura 6-1 analisa a decomposição dos proveitos permitidos da actividade de AGS, que apresentam um decréscimo de 6,2% entre os valores de 2007 e os valores aceites em 2006 no processo de fixação das tarifas para 2007. Todas as rubricas, com excepção da aquisição de energia eléctrica aos produtores do SPM apresentam um desvio negativo entre os valores verificados em 2007 e os aceites em 2006 para efeitos de cálculo das tarifas para 2007. A rubrica com maior peso nos proveitos de AGS é o custo com o fuelóleo aceite, tanto nos proveitos verificados como nos proveitos de tarifas para 2007, isto é, cerca de 37% do total dos proveitos.

Figura 6-1 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de AGS

6.3 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o n.º 4 do artigo 96.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica relativo a 2007, por nível de tensão, é dado pela diferença entre os proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM aplicando as tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2007 às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 96.º aos valores reais de 2007, acrescido dos valores da compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal Continental relativo aos sobrecusto estimado da actividade de DEE e dos valores dos custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM em 2007. Este desvio é actualizado para 2009, aplicando-se a taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

No Quadro 6-13 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2007 ("Tarifas 2007") bem como, os parâmetros dos proveitos recalculados em 2007 ("2007"), por nível de tensão. O ajustamento de 2007 da actividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2009 é de - 831 milhares de euros resultante de um ajustamento em MT de -526 milhares de euros e em BT, de -305 milhares de euros.

O desvio de -748 milhares de euros é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -8 066 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2007 por aplicação das tarifas no continente (24 766 milhares de euros – MT 8 265 milhares de euros; BT 16 501 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2007, definidos em 2008 (32 832 milhares de euros – MT 15 842 milhares de euros, BT 16 990 milhares de euros).
- +6 975 milhares de euros (MT 6 926 milhares de euros, BT 48 milhares de euros) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.
- +585 milhares de euros (MT 282 milhares de euros; BT 303 milhares de euros) referentes ao valor a recuperar pelas tarifas da RAM.
- -241 milhares de euros referentes aos custos com a promoção do desempenho ambiental aceite pela ERSE.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Ajustamentos referentes a 2007 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 6-13 - Cálculo do ajustamento na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

		2007	Tarifas 2007	Diferença 2007 - Tarifas 2007	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
$Am_{j,t}^{M^D}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	5 347	5 655	-308	-5,5%
$Act_{j,t}^{M^D}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em MT, líquido de amortizações e participações	81 745	88 430	-6 685	-7,6%
$r_{j,t}^{M^D}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (%)	8,0%	8,0%		
$C_{j,t}^{M^D}$	Custos anuais de exploração afectos a MT, aceites pela ERSE	4 623	3 822	801	21,0%
$o_{j,t}^{M^D}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM afectos a MT e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição	110	24	86	359,7%
$\Delta R_{j,t-2}^{M^D}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	557	557	0	0,0%
$R_{j,t-2}^{M^D}$	Proveitos Permitidos em MT	15 842	15 970	-128	-0,8%
$R_{j,t-2}^{M^D}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	8 265			
$SM_{j,t-2}^{D}$	Compensação relativa ao sobrecusto de DEE, em MT	6 926			
$SRAM_{j,t-2}^{D}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAM imputáveis à actividade de DEE, em MT	282			
$Amb_{j,t-2}^{M^D}$	Custos afectos a MT relacionados com a promoção do desempenho ambiental no ano t-2, aceites pela ERSE	105			
i_{t-1}^p	Taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2008, acrescida de 0,5 pontos percentuais	5,45%			
$\Delta M_{j,t-2}^{M^D}$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2007, em MT	-526			
$Am_{j,t}^{M^B}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	3 378	3 206	172	5,4%
$Act_{j,t}^{M^B}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT, líquido de amortizações e participações	31 281	29 692	1 588	5,3%
$r_{j,t}^{M^B}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica (%)	8,0%	8,0%		
$C_{j,t}^{M^B}$	Custos anuais de exploração afectos a BT, aceites pela ERSE	12 645	13 073	-428	-3,3%
$o_{j,t}^{M^B}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM afectos a BT e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição	498	187	311	166,8%
$\Delta R_{j,t-2}^{M^B}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	1 038	1 038	0	0,0%
$R_{j,t-2}^{M^B}$	Proveitos Permitidos em BT	16 990	17 430	-440	-2,5%
$R_{j,t-2}^{M^B}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	16 501			
$SM_{j,t-2}^{B}$	Compensação relativa ao sobrecusto de DEE, em BT	48			
$SRAM_{j,t-2}^{B}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAM imputáveis à actividade de DEE, em BT	303			
$Amb_{j,t-2}^{M^B}$	Custos afectos a BT relacionados com a promoção do desempenho ambiental no ano t-2, aceites pela ERSE	136			
i_{t-1}^p	Taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2008, acrescida de 0,5 pontos percentuais	5,45%			
$\Delta M_{j,t-2}^{M^B}$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2007, em BT	-305			
	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, de 2007	-831			

6.3.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

A actividade de DEE apresenta um desvio negativo de 4,3% no activo líquido médio a remunerar entre os valores verificados em 2007 e os valores aceites em 2006 no cálculo das tarifas para 2007 em que o valor líquido de 2006 apresenta uma redução de 7,0% face ao valor previsto em 2006 para cálculo das tarifas em 2007. O facto do saldo inicial de 2007 ser inferior ao previsto no cálculo das tarifas para 2007 bem como o facto do aumento no investimento directo e nas transferências para exploração não compensar o nível face aos valores aceites para tarifas para 2007 explicam a quebra de 2,2% no saldo final bruto de 2007. Os investimentos realizados nesta actividade concentraram-se sobretudo em investimentos que permitissem uma melhoria dos níveis de qualidade de serviço tendo em vista a aplicação das disposições no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS) e no acompanhamento do investimento público e privado na região autónoma. O recebimento de participações ao investimento efectuado foi inferior ao previsto no cálculo das tarifas para 2007, justificando a quebra de cerca de 9% no saldo final líquido de participações de 2007 face ao valor aceite para tarifas para 2007.

O Quadro 6-14 apresenta os valores considerados no apuramento do desvio do activo a remunerar em 2007 na actividade de DEE.

Quadro 6-14 - Movimentos no activo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2007 (1)	Tarifas 2007 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento Total	26 641	28 023	-4,9%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	222 619	231 629	
Investimento Directo	14 927	20 618	
Transferências para Exploração	18 773	8 548	
Reclassificações, alienações e abates	-1 275	0	
Saldo Final (2)	255 045	260 795	-2,2%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	111 882	112 636	
Amortizações do Exercício	9 674	9 890	
Regularizações	-1 270	0	
Saldo Final (4)	120 286	122 526	-1,8%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	9 622	10 238	
Comparticipações do ano	1 149	1 570	
Amortização do ano	949	1 029	
Saldo Final (6)	9 823	10 780	-8,9%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2006 (7) = (1) - (3) - (5)	101 115	108 755	-7,0%
Valor de 2007 (8) = (2) - (4) - (6)	124 936	127 490	-2,0%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	113 025	118 122	-4,3%

6.3.2 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO AFECTOS À ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Quadro 6-15 esquematiza os custos anuais de exploração afectos à DEE. As rubricas de materiais diversos, fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal apresentam um desvio positivo de 2,2% face aos valores aceites em 2006 para tarifas de 2007, em sequência da repartição por actividade de acordo com a chave de repartição verificada em 2006 e, da correcção da taxa de inflação verificada em 2007 (3,0%) aos custos anuais líquidos aceites para as tarifas de 2007 uma vez que, ao nível da EEM, estas rubricas apresentam um decréscimo de 0,1%, tal como mencionado anteriormente.

Quadro 6-15 - Custos anuais de exploração afectos a DEE

Unidade: 10³ EUR

	2007	Tarifas 2007	Desvio (2007-Tarifas 2007)	
			Valor	%
Materiais Diversos	855	766	89	11,6%
Fornecimentos e Serviços Externos ⁽¹⁾	2 255	2 287	-32	-1,4%
Custos com Pessoal	13 735	13 421	314	2,3%
Outros Custos Operacionais ⁽²⁾	315	317	-2	-0,5%
Provisões ⁽³⁾	108	104	5	4,5%
TOTAL	17 268	16 895	373	2,2%

Nota: ⁽¹⁾ Inclui o valor com frota automóvel.

⁽²⁾ Inclui o valor com impostos.

⁽³⁾ Líquidas das utilizações de provisões.

6.3.3 OUTROS PROVEITOS AFECTOS À ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Quadro 6-16 apresenta os Outros Proveitos afectos à actividade de DEE. Apesar do desvio negativo nas Prestações de Serviços entre os valores reais de 2007 e os considerados no processo de cálculo de tarifas para 2007, o facto da rubrica de Outros Proveitos apresentar um montante de 404 mil euros, resultante da contabilização de mais-valias decorrentes da alienação de veículos da antiga frota automóvel da empresa, permitiu um desvio positivo no nível dos outros proveitos de cerca de 397 mil euros, entre os valores verificados e os aceites em 2006 para cálculo das tarifas para 2007.

Quadro 6-16 - Outros proveitos afectos a DEE

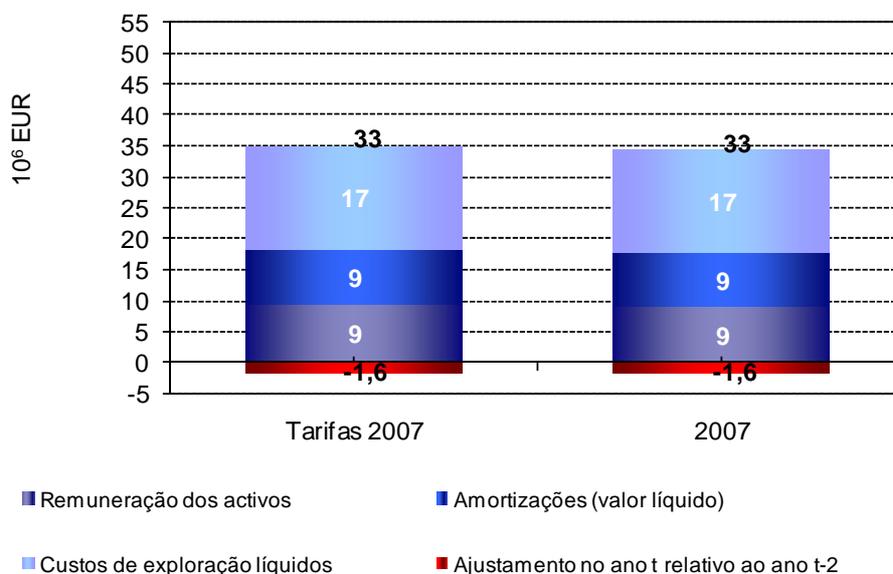
Unidade: 10³ EUR

	2007	Tarifas 2007	Desvio (2007-Tarifas 2007)	
			Valor	%
Prestações de Serviços	77	113	-36	-31,6%
Proveitos Suplementares	127	98	29	30,0%
Subsídios à exploração	0	0	0	
Outros Proveitos Operacionais	404	0	404	
TOTAL	608	211	397	188,7%

6.3.4 DECOMPOSIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A Figura 6-2 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da actividade de DEE. O desvio de cerca de -2% no valor dos proveitos permitidos entre os valores verificados de 2007 e os aceites em 2006 para tarifas para 2007 é explicado pelo decréscimo na remuneração dos activos em cerca de 4%, bem como pelo decréscimo das amortizações do exercício, deduzidas das amortizações do imobilizado participado em torno dos 2%. Os custos anuais de exploração líquidos de outros proveitos apresentam uma variação de -0,1%, entre os valores de 2007 e os aceites em 2006, na fixação das tarifas para 2007.

Figura 6-2 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de DEE



6.4 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

De acordo com o n.º 4 do artigo 97.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica relativos a 2007, por nível de tensão, é dado pela diferença entre os proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização fixadas para 2007 aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 97.º aos valores verificados em 2007, acrescido dos valores da compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental relativo ao sobrecusto estimado da actividade de CEE e dos valores dos custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM em 2007. Este desvio é actualizado para 2009, aplicando-se a taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2008, acrescida de meio ponto percentual.

O Quadro 6-17 apresenta o ajustamento dos proveitos da actividade de CEE em 2007, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de +246 milhares de euros e em BT, de -393 milhares de euros, perfazendo um ajustamento de -147 milhares de euros na actividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2007 (“2007”) com os valores estimados em 2006 no cálculo das tarifas de 2007 (“Tarifas 2007”), por nível de tensão.

O desvio de -132 milhares de euros é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -2 164 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2007 por aplicação das tarifas no continente (5 079 milhares de euros – MT 378 milhares de euros, BT 4 701 milhares de euros) e os proveitos a proporcionar em 2007, definidos em 2008 (7 243 milhares de euros – MT 679 milhares de euros, BT 6 564 milhares de euros).
- +1 902 milhares de euros (MT 510 milhares de euros, BT 1 392 milhares de euros) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.
- +129 milhares de euros (MT 12 milhares de euros; BT 117 milhares de euros) referentes ao valor a recuperar pelas tarifas da RAM.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Ajustamentos referentes a 2007 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 6-17 - Cálculo do ajustamento na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

		2007	Tarifas 2007	Diferença 2007- Tarifas 2007	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
$Am_{j,t}^{M^C}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT, líquidas das amortizações dos activos participados	106	101	5	4,62%
$Act_{j,t}^{M^C}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em MT, líquido de amortizações e participações	548	562	-14	-2,4%
$\gamma_t^{M^C}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica (%)	8,0%	8,0%		
$C_{j,t}^{M^C}$	Custos anuais de exploração afectos a MT, aceites pela ERSE	646	630	16	2,6%
$S_{j,t}^{M^C}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM afectos a MT e que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização	35	18	18	100,5%
$\Delta R_{j,t-2}^{M^C}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	81	81	0	0,0%
$R_{j,t-2}^{M^C}$	Proveitos Permitidos em MT	679	677	2	0,3%
$F_{j,t-2}^{M^C}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	378			
$SM_{j,t-2}^C$	Compensação relativa ao sobrecusto de CEE, em MT	510			
$SRAM_{j,t-2}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAM, imputáveis à actividade de CEE, em MT	12			
i_{t-1}^B	Taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2008, acrescida de 0,5 pontos percentuais	5,45%			
$\Delta M_{j,t-2}^M$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2007, em MT	246			
$Am_{j,t}^{M^C}$	Amortizações do activo afecto fixo à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT, líquidas das amortizações dos activos participados	1 121	1 067	54	5,1%
$Act_{j,t}^{M^C}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT, líquido de amortizações e participações	6 120	6 027	93	1,5%
$\gamma_t^{M^C}$	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica (%)	8,0%	8,0%		
$C_{j,t}^{M^C}$	Custos anuais de exploração afectos a BT, aceites pela ERSE	5 781	5 505	275	5,0%
$S_{j,t}^{M^C}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM afectos a BT e que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização	317	158	159	100,6%
$\Delta R_{j,t-2}^{M^C}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	511	511	0	0,0%
$R_{j,t-2}^{M^C}$	Proveitos Permitidos em BT	6 564	6 386	178	2,8%
$F_{j,t-2}^{M^C}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	4 701			
$SM_{j,t-2}^C$	Compensação relativa ao sobrecusto de CEE, em BT	1 392			
$SRAM_{j,t-2}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAM, imputáveis à actividade de CEE, em BT	117			
i_{t-1}^B	Taxa de juro EURIBOR a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de 2008, acrescida de 0,5 pontos percentuais	5,45%			
$\Delta M_{j,t-2}^M$	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, relativo ao ano de 2007, em BT	-393			
	Ajustamento em 2009 dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, de 2007	-147			

6.4.1 AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ACTIVOS A REMUNERAR

Contrariamente à actividade de AGS e DEE, o activo líquido médio da CEE de 2007 apresenta um desvio positivo de 1,2% entre os valores verificados em 2007 e os aceites em 2006 para cálculo das tarifas para 2007.

Apesar do saldo inicial verificado em 2007 ter sido superior ao estimado nas tarifas para 2007, esta situação não permitiu compensar o facto do valor do investimento directo e das transferências para exploração ser inferior entre os valores verificados em 2007 e os aceites para o cálculo das tarifas para 2007, justificando um desvio negativo de cerca de 3% no valor bruto final de 2007. Apesar do facto do nível das participações desta actividade apresentarem um desvio negativo de cerca de 35%, o desvio de cerca de 3% no valor final bruto de 2007 justifica a quebra de 6,7% no activo líquido de 2007.

No Quadro 6-18 são apresentados os valores considerados no apuramento do desvio do activo a remunerar em 2007 na actividade de CEE.

Quadro 6-18 - Movimentos no activo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2007 (1)	Tarifas 2007 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento Total	1 349	2 145	-37,1%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	18 202	17 495	
Investimento Directo	1 256	2 133	
Transferências para Exploração	19	203	
Reclassificações, alienações e abates	-232	0	
Saldo Final (2)	19 245	19 831	-3,0%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	11 543	11 468	
Amortizações do Exercício	1 230	1 173	
Regularizações	-231	0	
Saldo Final (4)	12 543	12 641	-0,8%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	11	17	
Comparticipações do ano	5	8	
Amortização do ano	3	5	
Saldo Final (6)	13	20	-35,1%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2006 (7) = (1) - (3) - (5)	6 648	6 009	10,6%
Valor de 2007 (8) = (2) - (4) - (6)	6 689	7 169	-6,7%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	6 668	6 589	1,2%

6.4.2 CUSTOS ANUAIS DE EXPLORAÇÃO AFECTOS À ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

No Quadro 6-19 encontram-se esquematizados os custos anuais de exploração afectos à CEE. As rubricas de materiais diversos, fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal apresentam um desvio positivo de 4,9% face aos valores aceites em 2006 para tarifas de 2007, em sequência da repartição por actividade de acordo com a chave de repartição verificada em 2006 e, da correcção da taxa de inflação verificada em 2007 (3,0%) aos custos anuais líquidos aceites para as tarifas de 2007 uma vez que, ao nível da EEM, estas rubricas apresentam um decréscimo de 0,1%, tal como mencionado anteriormente.

Quadro 6-19 - Custos anuais de exploração afectos a CEE

Unidade: 10³ EUR

	2007	Tarifas 2007	Desvio (2007-Tarifas 2007)	
			Valor	%
Materiais Diversos	116	115	2	1,3%
Fornecimentos e Serviços Externos	1 288	1 099	190	17,3%
Custos com Pessoal	4 968	4 863	104	2,1%
Outros Custos Operacionais ⁽¹⁾	31	37	-6	-15,3%
Provisões ⁽²⁾	23	22	2	7,3%
TOTAL	6 427	6 135	291	4,8%

Nota: ⁽¹⁾ Inclui o valor com frota automóvel.

⁽²⁾ Inclui o valor com impostos.

⁽²⁾ Líquidas das utilizações de provisões.

6.4.3 OUTROS PROVEITOS AFECTOS À ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O Quadro 6-20 apresenta os Outros Proveitos afectos à actividade de CEE. A variação positiva entre os valores reais de 2007 e os aceites em 2006 no processo de fixação de tarifas para 2007, decorre de um maior nível de proveitos nas rubricas Prestações de Serviços, Proveitos suplementares e Outros Proveitos Operacionais. Esta última rubrica contabiliza proveitos adicionais resultantes de mais-valias decorrentes da alienação de veículos da antiga frota da empresa.

Quadro 6-20 - Outros proveitos afectos a CEE

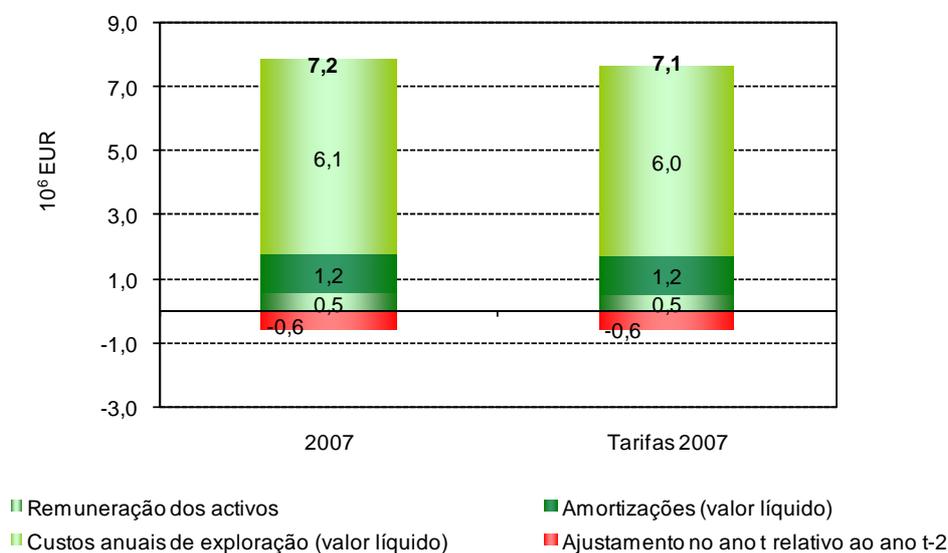
Unidade: 10³ EUR

	2007	Tarifas 2007	Desvio (2007-Tarifas 2007)	
			Valor	%
Prestações de Serviços	117	49	68	138%
Proveitos Suplementares	174	127	47	37%
Subsídios à exploração	0	0	0	
Outros Proveitos Operacionais	62	0	62	
TOTAL	353	176	177	100,6%

6.4.4 DECOMPOSIÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A decomposição dos proveitos permitidos da actividade de CEE é apresentada na Figura 6-3. O desvio positivo de 2,5% no nível de proveitos permitidos é explicado em parte, pela variação ocorrida na rubrica de custos de exploração líquidos, rubrica com maior peso, que apresentam uma variação de 1,9%. A remuneração dos activos e as amortizações do exercício deduzidas das amortizações do imobilizado participado apresentam um desvio positivo de 1,2% e 5,0%, respectivamente, entre os valores verificados em 2007 e os aceites para efeitos de tarifas para 2007.

Figura 6-3 - Decomposição dos proveitos permitidos da actividade de CEE



6.5 PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ACTIVIDADE NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

O Quadro 6-21 sintetiza a informação por actividade regulada permitindo comparar os valores dos proveitos permitidos definidos no processo de fixação das tarifas para 2007, com os proveitos recuperados em 2007 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2007 e com os proveitos de 2007 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2009.

O ajustamento da EEM em 2009 relativamente ao ano de 2007 é de +2,6 milhões de euros³¹ justificado pelos seguintes efeitos:

- Decréscimo de 5,5 milhões de euros resultante de: desvio negativo de 5,3 milhões de euros entre os valores de tarifas para 2007 e o valor verificado em 2007 no valor de proveitos a recuperar por aplicação das tarifas do Continente, desvio positivo de 0,046 milhões de euros referentes ao ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAM e ao valor a recuperar pelas tarifas da RAM e desvio negativo de 0,24 milhões de euros relativos ao Plano de Promoção do Desempenho Ambiental.
- Decréscimo de 7,9 milhões de euros nos proveitos permitidos de 2007 face aos valores aceites para efeitos de tarifas para 2007, desagregados em: -4,3 milhões de euros em custos de energia; -1,0 milhões de euros relativos a custos não controláveis; -2,1 milhões de euros referentes a custo controláveis e -0,5 milhões de euros relativos a remuneração dos activos.
- Acréscimo de 0,3 milhões de euros decorrentes da aplicação da taxa de juro EURIBOR a 3 meses do último dia útil do mês de Junho de 2008 acrescido de 0,5 pontos percentuais, ao desvio apurado.

³¹ Um ajustamento positivo representa um montante a devolver pela empresa.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Ajustamentos referentes a 2007 na Região Autónoma da Madeira

Quadro 6-21 - Proveitos permitidos em 2007 e ajustamento em 2009

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2007, definidos em 2006 (Tarifas 2007)	Proveitos recuperados em 2007 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2007, definidos em 2008	Desvio a recuperar em t+2 e limitação dos acréscimos das TVCF em BT e Compensação paga pela REN	Valor a recuperar pelas tarifas da RAM	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Promoção do Desempenho Ambiental	Desvio	Ajustamento a repercutir em 2008
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = (2) - (3) + (4) + (5) + (6) - (7)	(9) = (8) * (1+i) ²
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (AGS)	118 927	72 038	111 520	43 326	1 986	-2 654		3 177	3 532
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	33 400	24 766	32 832	6 975	585		241	-748	-831
Comercialização de Energia Eléctrica (CEE)	7 063	5 079	7 243	1 902	129			-132	-147
Proveitos permitidos à EEM	159 389	101 883	151 594	52 203	2 700	-2 654	241	2 297	2 554

7 AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2008, NO CONTINENTE

Com o fim da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica em 2007, o Regulamento Tarifário passou a contemplar ajustamentos relativos à aquisição de energia em duas actividades associadas a entidades diferentes, que passam a ter esta competência:

- Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, do Agente Comercial.
- Actividade de Compra e Venda de energia eléctrica, do Comercializador de Último Recurso.

Estes ajustamentos são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2008, com base em valores ocorridos e, incluído nos proveitos permitidos para tarifas 2009.

7.1 COMPRA E VENDA DE ENERGIA DO AGENTE COMERCIAL

Desde 1 de Julho de 2007, cabe à REN revender no mercado a energia eléctrica produzida pelas centrais enquadradas pelos CAE celebrados com a Tejo Energia e com a Turbogás e pagar esta energia aos custos definidos nos respectivos CAE. A diferença entre os custos e as receitas geradas pela venda dessa energia eléctrica corresponde ao diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica (sobrecusto CAE), individualizado na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial. Para além do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE, os proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial incorpora igualmente custos de funcionamento no âmbito desta actividade.

Paralelamente, o Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, atribui à ERSE a competência para a definição do mecanismo de incentivos à optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica não cessados. Neste sentido, a ERSE publicou dois mecanismos de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia e de optimização da gestão das licenças de emissão de CO₂. Estes mecanismos entraram em vigor em 2008.

O desvio provisório de 2008 a repercutir em 2009 é de 17 457³² milhares de euros incluindo juros, à taxa EURIBOR a 3 meses, calculada com base na média diária de 1 de Janeiro a 15 de Novembro, acrescida de meio ponto percentual.

O Quadro 7-1 apresenta o cálculo deste desvio.

³² Um desvio de sinal positivo significa valor a devolver pela empresa.

Quadro 7-1 - Cálculo do ajustamento provisório da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial, em 2008

Unidade: 10³ EUR

		2008
1	Sobrecusto recuperado pela GGS	69 728
2	Sobrecusto com a aquisição de energia previsional	49 329
3	Ajustamento <i>t-1</i>	
4	Ajustamento <i>t-2</i>	
5	Incentivos CAE e CO ₂	3 820
A	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia eléctrica do AC [(1)-[(2)-(3)-(4)+(5)+(6)]]	16 579
7	taxa de juro média 01/01 a 15/11/08	4,798%
8	<i>Spread</i> no ano <i>t-1</i>	0,500%
B	Ajustamento dos proveitos permitidos com a compra e venda de energia eléctrica do AC actualizado para 2009	17 457

No ponto seguinte serão analisados o ajustamento entre os valores previstos e verificados em 2008 do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE, bem como os valores estimados para os mecanismos desenvolvidos pela ERSE.

7.2 AJUSTAMENTO EM 2008 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AOS PRODUTORES COM CAE

7.2.1 ANÁLISE DO SOBRECUSTO

O Quadro 7-2 apresenta os valores do sobrecusto previsto para 2008 e do sobrecusto estimado para esse ano, com base em dados reais até Setembro de 2008. Este quadro inclui igualmente os valores previstos para os mecanismos de gestão óptima dos CAE e de gestão das licenças de CO₂.

Observa-se que o encargo de energia e o encargo de potência representam grande parte dos custos implícitos no sobrecusto. Os proveitos inerentes ao sobrecusto dizem em grande parte respeito às receitas de venda no mercado.

Observa-se igualmente que o diferencial de custo foi inferior ao previsto em 28,5%, isto é, em cerca de 17,7 milhões de euros. No que diz respeito aos custos com os mecanismos, observa-se que os valores estimados para 2008 são cerca de 3,5 milhões de euros. Ao diferencial de custo são retirados cerca de 2 milhões de euros da partilha de ganhos com operações de SWAP com licenças de emissão de CO₂.

Quadro 7-2 - Análise do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE previsto e estimados para 2008

Unidade: 10³ EUR

	Previsto tarifas 2008 (1)	Estimado com base em dados até Setembro 2008 (2)	Diferença % [(2)-(1)]/(1)
Encargo de Potência			
Pego	96 358	106 505	10,5%
Turbogás	113 553	117 658	3,6%
Total	209 911	224 163	6,8%
Encargo de Energia			
Pego	116 294	134 021	15,2%
Turbogás	209 942	324 497	54,6%
Total	326 236	458 518	40,5%
Licenças de CO₂			
Pego	16 082	3 678	-77,1%
Turbogás	-11 345	14 467	-
SWAP	0	-1 962	-
Total	4 737	16 183	241,6%
Reserva e regulação 3ª			
Pego	0	-16 510	-
Turbogás	0	0	-
Total	0	-16 510	-
Receitas sem serviços de sistema			
Pego	234 583	232 289	-1,0%
Turbogás	237 297	433 756	82,8%
Total	471 880	666 046	41,1%
Sobrecusto			
Pego	-5 849	28 425	-
Turbogás	74 853	22 865	-69,5%
SWAP	0	-1 962	-
Total	69 004	49 328	-28,5%
Incentivos REN Trading			
Total incentivos	0	3 820	-

Fonte: REN Trading

Relativamente ao previsto nas tarifas de 2008, estima-se que todos os custos sejam substancialmente superiores (encargo de energia 40,5% a mais, encargo de potência 7% a mais e as licenças de CO₂ mais de 241% acima do previsto). Porém, estima-se que as receitas cresçam igualmente de uma forma importante, sendo que em termos absolutos o crescimento estimado para as receitas supera o aumento dos custos, levando à diminuição do sobrecusto. Registe-se igualmente que o menor valor do sobrecusto face ao previsto nas tarifas de 2008 deve-se ao contributo da Turbogás, tendo em conta que a Tejo Energia deverá contribuir em mais de 28 milhões de euros para o sobrecusto e não, ao contrário do esperado, contribuir para que este diminua em mais de 5,8 milhões de euros.

No ponto seguinte serão analisadas as mais importantes componentes do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE: o encargo de energia, as receitas de venda de energia eléctrica e o encargo de potência. Como o encargo de energia e as receitas de venda de energia eléctrica são directamente dependentes da quantidade de energia eléctrica produzida, estas componentes serão analisadas em conjunto.

ENCARGO DE POTÊNCIA

O encargo de potência é uma das principais componentes do custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE. O quadro que se segue evidencia que o encargo de potência estimado para 2008 é superior ao implícito nas tarifas de 2008 em 6,8%, em grande parte devido ao maior valor do encargo de potência da Tejo Energia.

Quadro 7-3 - Encargo de potência

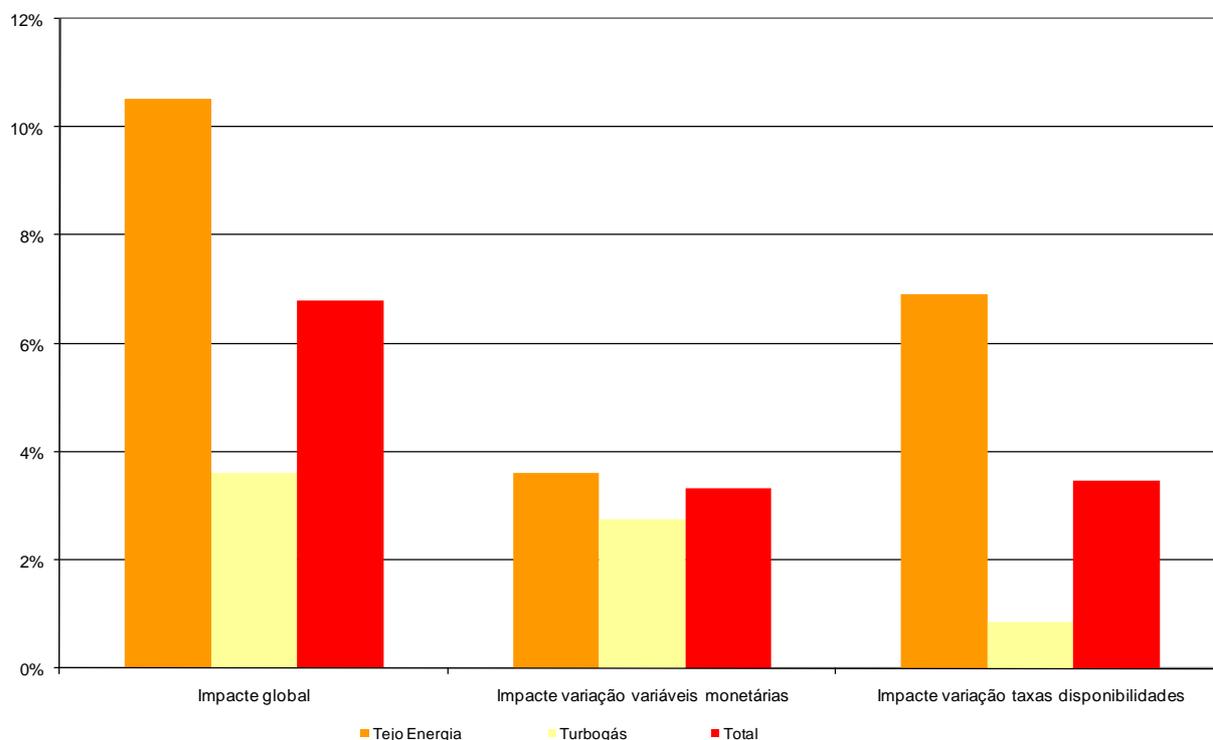
Unidade: 10³ EUR

	Encargo de potência implícito no sobrecusto previsto para 2008 (1)	Valores estimados para 2008 (2)	Evolução [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	96 358	106 505	10,5%
Turbogás	113 553	117 658	3,6%
Total	209 911	224 163	6,8%

Os desvios ocorridos no encargo de potência foram analisados considerando a evolução ocorrida até Setembro de 2008 das principais variáveis que condicionam o valor do encargo de potência, bem como dos valores previstos pela REN Trading para estas variáveis para o 4º trimestre de 2008. Estas são variáveis monetárias (taxas de inflação e taxas de juro) e a disponibilidade das centrais. O impacto provocado por cada variável é estimado de um ponto de vista teórico. Outros factores, de carácter excepcional, não são incorporados nesta análise.

A Figura 7-1 apresenta os resultados apurados após a repartição dos desvios pela evolução das variáveis monetárias e pelas disponibilidades das centrais.

Observa-se que a diferença entre o encargo de potência previsto e estimado tanto decorre das disponibilidades das centrais, como das variáveis monetárias. Contudo, no caso da central da Turbogás este impacto dever-se-á principalmente às variáveis monetárias (+2,8%). No caso da Tejo Energia, este efeito terá tido um impacto de cerca de 3,6% na diferença entre os encargos de potência previsto e estimado, enquanto a disponibilidade terá um efeito de quase 7%. No caso da Turbogás, este último facto terá tido um impacto de apenas 0,9%.

Figura 7-1 - Análise das diferenças entre o encargo de potência implícito nas Tarifas 2008 e o encargo de potência estimado para 2008

O Quadro 7-4 apresenta o impacto de algumas variáveis monetárias, taxas de juro euribor a 1 mês e a 3 meses, na diferença apurada entre os encargos de potência implícitos nas tarifas de 2008 e os encargos de potência estimados para 2008.

Estima-se que as taxas de juro sejam superiores em 2008 relativamente ao implícito nas tarifas.

Quadro 7-4 - Variáveis monetárias utilizadas no cálculo dos Encargos de Potência

	Implícito no sobrecusto previsto para 2008	Estimativas 2008
Média taxas de juro euribor a 1 mês em 2008 (Turbogás)	4,00%	4,64%
Média taxas de juro euribor a 3 meses em 2008 (Tejo Energia)	4,00%	4,87%

Fonte: REN Trading, ERSE com dados Tejo Energia e Turbogás

Registe-se que esta diferença é maior no caso da euribor a 3 meses, indexada ao CAE da Tejo Energia, do que no caso da euribor a 1 mês, indexada ao CAE da Turbogás, o que permite entender que o impacto da evolução das variáveis monetárias seja maior na Tejo Energia.

ENCARGO DE ENERGIA E RECEITAS DE MERCADO

Tanto o encargo de energia como as receitas de mercado dependem das quantidades produzidas. O Quadro 7-5 mostra que as quantidades de energia produzidas pelas centrais com CAE em 2008 deverão ser cerca de 4,5% inferiores ao previsto, isto é, cerca de 412 GWh. Para este facto contribuiu a central da Tejo Energia, cuja produção foi inferior em 32,7% ao previsto.

Quadro 7-5 - Produção prevista e verificada

Unidade: GWh

	Implícito no sobrecusto previsto para 2008 (1)	Estimado 2008 (dados reais setembro 2008) (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	4 823	3 247	-32,7%
Turbogás	4 400	5 563	26,4%
Total	9 223	8 811	-4,5%

Assim, o aumento do encargo de energia da Tejo Energia estimado para 2008 é independente da produção desta central, e apenas poder-se-á dever a um aumento substancial dos custos unitários de produção.

Pelo contrário, a central da Turbogás deverá produzir substancialmente mais do que o previsto. Estas tendências reflectem-se nos factores de utilização das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, que se pode observar no quadro seguinte.

Uma central “tradicionalmente” de base, como é a central a carvão da Tejo Energia, deverá ter um factor de utilização inferior ao da central de ciclo combinado a gás natural da Turbogás, que é uma central, regra geral, intermédia. Contudo, observa-se que o factor de utilização da central da Turbogás deverá ser superior ao da Tejo Energia em 2008.

Deste modo, estima-se que deverá haver em 2008 uma inversão da ordem de mérito entre as centrais da Turbogás e da Tejo Energia.

Quadro 7-6 - Factor de utilização

	Implícito no sobrecusto previsto para 2008 (1)	Estimado 2008 (dados reais setembro 2008) (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	83%	56%	-32,7%
Turbogás	51%	64%	26,4%

Fonte: REN Trading

A quase totalidade do encargo de energia diz respeito ao encargo com o combustível. O Quadro 7-7 mostra que este aumenta nas duas centrais, embora no caso do carvão consumido na Tejo Energia o aumento seja substancialmente superior, cerca de 59,4%, enquanto na Turbogás o aumento deverá ser de 25,1%.

Quadro 7-7 - Encargo de combustível

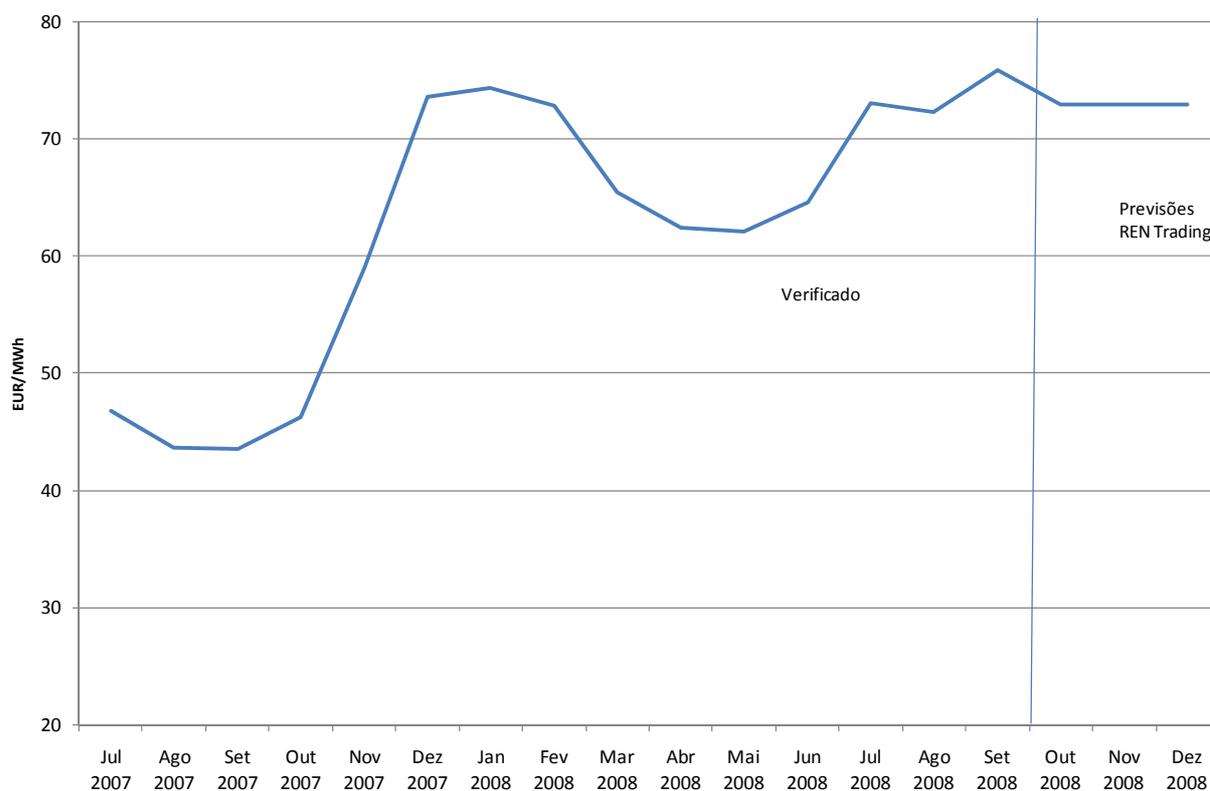
	Implícito no sobrecusto previsto para 2008 (1)	Estimado 2008 (dados reais setembro 2008) (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia EUR/tec	72,6	115,7	59,4%
Turbogás cent €/m ³	27,3	34,2	25,1%

Fonte: REN Trading

As centrais produzem desde que o preço médio de venda da energia eléctrica seja superior aos custos variáveis de produção. No caso presente, a diferença entre as receitas e os custos variáveis de produção contribuem para compensar os encargos fixos das centrais com CAE e assim diminuírem o sobrecusto gerado por estas centrais.

No que diz respeito aos preços médios de venda da energia eléctrica, estes reflectem a evolução do preço de mercado.

A Figura 7-2 evidencia que o preço médio ponderado de mercado em Portugal sofreu um forte crescimento a partir de Dezembro de 2007, tendo-se desde esta data estabilizado dentro de uma banda compreendida entre 65 €/MWh e 75 €/MWh. A REN Trading prevê que o preço médio ponderado de mercado seja de 73 €/MWh no último trimestre de 2008. Este aumento dos preços de mercado reflecte o aumento nos custos de produção anteriormente referido.

Figura 7-2 - Evolução do preço médio ponderado de mercado em Portugal

Fonte: OMEL

Assim, seria de esperar que o aumento no preço de mercado tivesse um efeito nulo no sobrecusto, devido a um aumento proporcional nos custos de produção. Contudo, o quadro seguinte mostra que, tanto no caso da Tejo Energia, como no da Turbogás, as receitas unitárias terão aumentado mais do que os custos unitários, face ao previsto para 2008, gerando um maior valor de *mark-up* e uma diminuição do sobrecusto.

Quadro 7-8 - Margem unitária da energia eléctrica vendida

Unidade: €/MWh

	Implícito no sobrecusto previsto para 2008 (1)	Estimado 2008 (dados reais setembro 2008) (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia			
Receita unitária	48,6	71,5	47,1%
Custo unitário (com CO ₂ e reservas)	27,4	47,5	73,0%
Margem unitária	21,2	24,0	13,5%
Turbogás			
Receita unitária	53,9	78,0	44,6%
Custo unitário (com CO ₂)	45,1	60,9	35,0%
Margem unitária	8,8	17,0	93,7%

O aumento do *mark-up*, assim como uma maior utilização destas centrais são dois dos principais objectivos orientadores dos mecanismos desenvolvidos pela ERSE. A análise dos resultados estimados em 2008 para estes mecanismos é efectuada de seguida.

7.3 MECANISMOS DE GESTÃO DOS CAE

Os dois mecanismos publicados pela ERSE, mecanismo de optimização dos contratos de aquisição de energia e mecanismo de gestão das licenças de CO₂, estão inter-relacionados. Assim, a soma dos incentivos implícitos nestes mecanismos não poderá ultrapassar 5,72 milhões de euros, sendo que este o montante suportará os custos de funcionamento da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do agente comercial.

7.3.1 MECANISMO DE OPTIMIZAÇÃO DA GESTÃO DOS CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA

Este mecanismo é composto por três incentivos (I₁, I₂ e I₃), cada um com um valor máximo de 1 milhão de euros.

I₁, INCENTIVO À EFICIENTE OFERTA DA ENERGIA DA CENTRAL DA TURBOGÁS NO MERCADO DIÁRIO

Este mecanismo visa garantir que a central da Turbogás funcione um número suficiente de horas que possibilite o consumo mínimo das quantidades de gás natural estabelecidas contratualmente, gerando neste processo as receitas mais elevadas possíveis de modo a cobrir os custos fixos desta central.

Com os dados disponíveis até à data estima-se que a REN Trading tenha conseguido atingir o valor máximo do incentivo, isto é, que a diferença entre as receitas geradas e 95 % da receita máxima possível, tendo em conta as restrições técnicas da central, tenha sido superior a 1 milhão de euros.

A título de exemplo, e com dados de 2006, o quadro seguinte mostra que a aplicação deste mecanismo nesse ano teria gerado um acréscimo de receitas de 10,4 milhões de euros, o que, após a dedução de 1 milhão de euros do incentivo, geraria 9,4 milhões de euros de ganhos líquidos para os consumidores.

Quadro 7-9 - Ganhos para os consumidores e para a REN resultantes da aplicação deste mecanismo em 2006

Unidade: 10 ³ euros						
Receitas reais (com venda de energia na OMEL)	Receitas óptimas com disponibilidade verificada e com restrições semanais	Receitas a partir das quais o incentivo é implementado	Receitas suficiente para que o Agente Comercial obtenha o valor máximo do incentivo	Diferença entre receita óptima e receita em que o Agente Comercial obtém o montante máximo do incentivo	Ganho global	Ganho para consumidor
(1)	(2)	(3)=(2)*0,95	(4)=(3)+1000	(5)=((2)-(4))/(4)	(6)=(4)-(1)	(6)=(3)-(1)
240 078	262 634	249 502	250 502	4,6%	10 424	9 424

I₂, INCENTIVO À EFICIENTE CONTRATAÇÃO DO GÁS NATURAL CONSUMIDO PELA CENTRAL DA TURBOGÁS

Este incentivo tem por fim diminuir os custos com a aquisição do gás natural consumido na central da Turbogás, promovendo a diminuição do preço relativo do gás natural adquirido nesta central.

Para 2008, os valores para o conjunto do mecanismo levam a supor que a REN Trading estima ter conseguido atingir os objectivos implícitos neste incentivo, que lhe permitiriam obter o valor máximo do incentivo.

Os ganhos para os consumidores implícitos neste incentivo são bastante elevados. Assim, supondo que a diferença entre o preço do gás natural na central da Turbogás e o de referência seja inicialmente de 13%, uma diminuição em 1% geraria uma diminuição nos custos de produção estimados para a Turbogás acima de 3 milhões de euros (não contabilizando o acréscimo de receitas decorrente de uma maior produção), ficando a REN Trading com cerca de 184 mil euros por via do incentivo.

I₃, INCENTIVO À MAXIMIZAÇÃO DAS RECEITAS DA CENTRAL DA TEJO ENERGIA

Este incentivo visa a plena utilização da central da Tejo Energia ao menor custo. Como a central da Tejo Energia é uma central térmica a carvão, este objectivo aparentava ser de fácil execução, e,

consequentemente, o valor máximo definido para este incentivo seria mais fácil de atingir do que nos restantes incentivos. Contudo, como foi referido, o importantíssimo aumento do preço do carvão, a que acresce o preço do CO₂, levou a que a ordem de mérito da central da Tejo Energia se tenha invertido face à da central da Turbogás. Este facto deverá dificultar a obtenção do valor máximo do incentivo. O Quadro 7-10 apresenta o valor estimado para o incentivo I₃ em 2008, pela ERSE com base nos custos de produção e nas receitas estimadas para 2008.

Quadro 7-10 - Valor do incentivo I₃ estimado para 2008

Unidade: 10³ EUR

Diferença entre a receita da venda de energia eléctrica e do custo variável de produção (com CO ₂)	78 080,4
δ, factor de partilha das receitas líquidas da Tejo Energia	1,04%
I ₃	812,0

SÍNTESE

Em suma, estima-se que a soma dos três incentivos deste mecanismo seja de 2,812 milhões de euros em 2008 e, não de 3 milhões de euros como estimou a REN Trading nas últimas previsões enviadas.

7.3.2 MECANISMO DE OPTIMIZAÇÃO DA GESTÃO DAS LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂

Este mecanismo visa beneficiar os consumidores de energia eléctrica das consequências de uma gestão óptima por parte da REN Trading³³ das licenças de emissão de CO₂ atribuídas às centrais da Tejo Energia e da Turbogás.

Este mecanismo tem duas componentes. A primeira corresponde a I_{CO₂}, incentivo à eficiente gestão das licenças de CO₂, a segunda é a partilha de ganhos com operações SWAP.

Importa registar que este incentivo não tem *per si* um valor máximo, sendo que o seu ganho está limitado ao definido para o conjunto dos incentivos. Assim, como a soma dos três restantes incentivos deverá ser

³³ Este mecanismo é alargado às empresas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Todavia, para estas empresas o cálculo do mecanismo apenas se efectuará no próximo ano com os valores verificados.

cerca de 2,81 milhões de euros e não de 3 milhões de euros, a previsão inicial da REN Trading para os incentivos de 5,72 milhões de euros deverá ser rectificada para 5,527 milhões de euros, sendo que a diferença entre este montante e os três incentivos do mecanismo anterior (2,720 milhões de euros) deverá ser garantido pelo incentivo I_{CO_2} .

A REN Trading prevê que o preço médio de mercado das licenças de emissão de CO_2 seja de 23,5 €/t para as compras de licenças, que à data ainda não se realizaram. Assim, a REN Trading teria de adquirir as licenças de emissão de CO_2 a um preço 6,3 €/t abaixo do preço médio de mercado, para poder atingir o valor estimado do I_{CO_2} . Contudo, considera-se que esta é uma previsão muito optimista. Deste modo, recalculou-se o incentivo I_{CO_2} , considerando que a REN Trading tenha conseguido adquirir CO_2 a um preço 10% abaixo do preço médio de mercado, isto é, cerca de 21,15 €/t. Neste novo cenário o valor do incentivo I_{CO_2} será de 1,008 milhões de euros.

Quadro 7-11 - Valor do incentivo I_2 estimado para 2008

Quantidades de licenças de emissão de CO_2 que se estima adquirir 10^3 t	857,9
Diferencial preço médio de mercado/preço de aquisição (23,5-21,15) €/t	2,35
I_2 10^3 EUR	1 008,0

Quanto à segunda componente deste mecanismo, os ganhos com os SWAP de licenças de emissão de CO_2 , os dados disponíveis até à data apontam para que estes ganhos sejam de, pelo menos, cerca de 3,9 milhões de euros, sendo que metade deste ganhos, 2 milhões de euros, são transferidos para os consumidores e deduzidos aos custos com as licenças de emissão de CO_2 , permanecendo o remanescente na empresa.

O ajustamento provisório de 17,5 milhões de euros é actualizado para 2009 com a taxa média diária da EURIBOR, a 3 meses de 1 de Janeiro de 2008 a 15 de Novembro de 2008. Provisoriamente foi calculado com a taxa de juro média diária até 10 de Outubro.

7.4 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

DIFERENCIAL DE CUSTO COM AS AQUISIÇÕES AOS PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL.

De acordo com o artigo 83º do Regulamento Tarifário o diferencial do custo com aquisição de produtores em regime especial resulta da diferença entre o valor de sobrecusto considerado nas tarifas de 2008 e a diferença entre os custos estimados com a aquisição a estes produtores e as quantidades previstas adquiridas valorizadas a preço de mercado.

O desvio de 2008 a repercutir em 2009 é de 298 9730³⁴ incluindo juros, à taxa EURIBOR a 3 meses, calculada com base na média diária de 1 Janeiro a 15 de Novembro, acrescida de meio ponto percentual.

O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

³⁴ Um desvio de sinal positivo significa valor a devolver pela empresa.

Quadro 7-12 - Cálculo do ajustamento do sobrecusto da PRE

Unidade: 10³ EUR

	2008	Tarifas 2008
Aquisição aos PRE	846 347	720 279
Quantidades	8 919	7 669
Preço de mercado	69,80	48,00
Sobrecusto	223 801	352 167
Desvio no valor do sobrecusto	128 366	
taxa de juro média 01/01 a 15/11/08	4,798%	
<i>Spread</i> no ano <i>t-1</i>	0,500%	
Desvio actualizado Sobrecusto PRE^{FER}	135 167	
Aquisição aos PRE	364 308	552 132
Quantidades	3 314	5 496
Preço de mercado	69,80	48,00
Sobrecusto	132 991	288 324
Desvio no valor do sobrecusto	155 334	
taxa de juro média 01/01 a 15/11/08	4,798%	
<i>Spread</i> no ano <i>t-1</i>	0,500%	
Desvio actualizado Sobrecusto PRE^{FENR}	163 563	
Desvio total do Sobrecusto da PRE	298 730	

AJUSTAMENTO DA ACTIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA

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

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

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

O quadro seguinte apresenta a procura agregada dos clientes do comercializador de último recurso, no referencial das aquisições no mercado. A determinação desta procura agregada integra a definição do

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Ajustamentos relativo a 2008, no continente

balanço de energia para o ano de 2009, em consistência com a previsão de consumos no mercado regulado e com o nível previsto de perdas nas redes.

Quadro 7-13 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura

Unidade: GWh

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

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

Relativamente ao preço da energia adquirida pelo comercializador de último recurso em 2008, a EDP Serviço Universal apresentou, no âmbito do processo de fixação das tarifas, informação sobre previsões de custos de aprovisionamento de energia. Estas previsões para o preço da energia sustentaram-se na previsão de custos de energia primária e ainda na modelação do mercado ibérico de produção.

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

Quadro 7-14 – Condições de referência para a previsão do preço médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2008

Factor de custo / indicador	Preço de referência para 2008
Carvão (EUR/ton)	103,0
Petróleo – Brent (EUR/bbl)	77,3
Gás natural (EUR/MWh)	24,8
Títulos de emissão de CO ₂ (EUR/ton)	25,0
Fúel (ARA 1%S) (EUR/ton)	386,1

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

As previsões enviadas pelo comercializador de último recurso incluem o preço médio no mercado organizado, na área espanhola, bem como um acréscimo de preço devido à consideração de situações de separação dos mercados português e espanhol (por insuficiência da capacidade de interligação no sentido Espanha - Portugal). Nestes casos o preço do mercado na área portuguesa sobe, em relação ao preço de mercado na área espanhola. Esta situação ocorreu com alguma frequência durante os meses de funcionamento do MIBEL, em particular durante as horas de vazio.

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

Quadro 7-15 – Preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado pelo comercializador de último recurso em 2009

Unidades: EUR/MWh

Preço médio de mercado ponderado, na área espanhola do MIBEL	66,0
Diferença média de preços entre Portugal e Espanha devido às horas de separação de mercados	3,8
Preço médio de mercado ponderado, na área portuguesa	69,8
Custo médio de serviços de sistema na área portuguesa	1,0

O quadro seguinte sintetiza as aquisições de energia do comercializador de último recurso.

Quadro 7-16 - Aquisições do comercializador de último recurso

	Quantidades GWh	Preço médio no mercado €/MWh	Custo Total 10 ³ EUR
OMIP	3 970	69,80	277 106
CESUR	6 453	69,80	450 419
OMEL	26 651	69,80	1 860 219
PRE	12 233	69,80	853 863
Total	49 307		3 441 608
Serviços do Sistema	49 307	1,00	49 307

O desvio de 2008 a repercutir em 2009 é de -1 096 593³⁵ incluindo juros, à taxa EURIBOR a 3 meses, calculada com base na média diária de 1 Janeiro a 15 de Novembro, acrescida de meio ponto percentual.

O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

³⁵ Um desvio de sinal negativo significa valor a recuperar pela empresa.

Quadro 7-17 - Calculo do ajustamento da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, em 2008

		Unidade: 10 ³ EUR
		2008
A	Proveitos permitidos com a aquisição de energia eléctrica	3 532 304
+	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Aquisição de Energia Eléctrica	32 678
+	OMIP/OMEL	2 587 745
+	PRE	853 863
+	Acerto de contas	0
+	Serviços do sistema	49 307
+	Custos de funcionamento	8 711
-	Vendas ao MIBEL	
-	Acerto de contas	
B	Ajustamentos	-41 967
+	$\Delta_{t-2}^{C\text{VEE}}$	-29 497
+	$\Delta_{t-1}^{\text{TVCF}}$ (Julho e Agosto de 2007)	22 536
+	$\Delta_{t-2}^{\text{TVCF}}$	-35 006
C	Total dos proveitos permitidos com a aquisição de energia (E - F)	3 574 271
D	Proveitos facturados com a aplicação da TE a clientes finais	2 532 852
E	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia eléctrica (D - E)	-1 041 419
F	taxa de juro média 01/01 a 15/11/08	4,798%
G	<i>Spread</i> no ano <i>t-1</i>	0,500%
H	Ajustamento dos proveitos permitidos com a aquisição de energia eléctrica actualizado para 2009	-1 096 593

8 ESCLARECIMENTOS SOLICITADOS ÀS EMPRESAS

Neste capítulo sintetizam-se os pedidos de esclarecimentos dirigidos às empresas, relativamente ao ano de 2007, e as respectivas respostas por elas enviadas.

8.1 REN

Da análise dos valores enviados pela REN, referentes ao período a 2007, solicitou-se o envio de alguma informação, assim como, o esclarecimento de algumas dúvidas que se explicitam nos pontos seguintes.

8.1.1 CUSTOS DE FUNCIONAMENTO NO ÂMBITO DA CVEEAC

(pedido telefónico ou presencial)

RESPOSTA REN

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

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

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

Trimestre e	Custos de Funcionamento		
	GGS	REN - Trading	Total
Julho a Agosto	1.052,2	89,8	1.122,0
Setembro a Outubro	1.878,4	287,6	2.244,0
	3.020,6	337,4	3.366,0

E poderá ser confirmada através da análise dos seguintes quadros:

- Demonstração de resultados da REN – Trading, linha de proveitos denominada “Custos funcionamento CVEEAC” (337 milhares de €);

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

8.1.2 SEPARAÇÃO ENTRE EXPORTAÇÕES E VENDAS AO SENV

Embora o valor total coincida nos quadros das páginas 5 e 26 do relatório sumário, o montante por rubrica diverge.

RESPOSTA REN

A REN enviou o quadro corrigido.

8.1.3 QUANTIDADES DE ENERGIA ELÉCTRICA

Relativamente aos balanços de energia eléctrica necessitamos do envio das seguintes rubricas:

- a) Perdas na rede de transporte anuais.
- b) Energia afecta a custos variáveis de AEE para cálculo do desvio de quantidades a custos marginais.

Proveitos energia REN (Quadro N2-03 Inf. Adicional)	376 634
---	---------

Proveitos fixados para Tarifas (p. 397 doc. Tarifas 2007)	<u>281 607</u>
---	----------------

95 027 milhares de euros

De acordo com os valores enviados em 2007 pela REN e que foram utilizados para cálculo do ajuste provisório de 2008, o desvio de quantidades era de 114 059 milhares de euros (p.158) do documento “Ajustamentos referentes a 2006 e 2007 a repercutir em 2008.

- c) Energia afecta à TUG no 2.º semestre de 2007, mensal

Para cálculo dos proveitos com a tarifa de UGS no 2.º semestre de 2007, necessitamos que o valor de 24 806 760 MWh seja desagregado mensalmente de forma a aplicarmos a alteração da Tarifa de UGS que ocorreu a 1 de Setembro de 2007.

RESPOSTA REN

- a) Perdas na rede de transporte anuais.

Através da observação dos balanços energéticos semestrais verifica-se que o valor anual de perdas é de 576,9 GWh.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Esclarecimentos solicitados às empresas

(1) Balanço energético – 1º semestre 2007

(GWh)			
Pos.	Rubrica	Composição	TOTAL
1	ENERGIA ENTRADA NA REN		
2	Produtores SEP	3+4+5	14.236
3	CPPE		10.338
4	Tejo Energia		1.725
5	Turbogás		2.174
6	EDIA		91
7	Produtores em Regime Especial na REN (lig. RNT)		521
8	Importação	9+10+11-12	4.432
9	Aquisição para o SEP		1.396
10	Recepção para o SENV (Clientes, Parcela Livre e SEP)		3.099
11	Circulação e trocas físicas		1.421
12	Circulação comercial		1.483
13	Produtores do SENV		2.799
14	Total Energia Entrada SEP	2+6+7+8-10+51+61	16.761
15	Total Energia Entrada SEP+SENV	2+6+7+8+13	22.080
16	ENERGIA SAÍDA DA REN		
17	Vendas à Distribuição SEP (Subestação+Pontos virtuais)	18+19	15.500
18	MAT (pontos virtuais clientes)		804
19	AT (subestações+pontos virtuais centrais SEP)		14.695
20	Entregas à Distribuição SEP (PREs lig. RNT)		521
21	Entregas à Distribuição SEP (Parcela Livre no GO)		1.076
22	Exportação	23+24+25-26	1.528
23	Vendas do SEP		158
24	Entregas do SENV		1.426
25	Circulação e trocas físicas		1.427
26	Circulação comercial		1.483
27	Saídas para Clientes e Produtores SENV	28+31	2.850
28	Entregas 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	2.850
32	MAT		
33	AT (escalada para a saída AT da REN)		2.850
34	Bombagem hidroeléctrica do SEP		249
35	Compensação Síncrona		9
36	Vendas a Produtores do SEP	37+38+39	39
37	CPPE		29
38	Tejo Energia		3
39	Turbogás		7
40	EDIA (inclui bombagem)		1
41	Consumos próprios da REN		5
42	Total Energia Saída SEP	17+22-24+34+35+36+40+41+52+60	16.548
43	Total Energia Saída SEP+SENV	17+21+22+27+34+35+36+40+41	21.779
44	Perdas SEP	14-42	213
45	Perdas SEP+SENV	15-43	301
46	Perdas SEP		1,27%
47	Perdas SEP+SENV		1,36%
48	OUTROS MOVIMENTOS NO SEP		
49	Vendas a Produtores do SEP e EDIA proveniente da EDIS e Linhas da CPPE		4
50	Consumos SEP não afectos à produção		1
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		413
54	Vendas do ACS a agentes do SENV, incluídas em 21, 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)		11
57	Venda da Distribuição a Centrais do SENV		5
58	Estimativa de PRE não incluída nas tarifas mas incluída no Consumo		2
59	Diferença entre produção líquida e energia ajustada p/ perdas das centrais do SENV		2
60	CONSUMO SEP REFERIDO À EMISSÃO	59-62	22.077
61	CONSUMO SEP+SENV REFERIDO À EMISSÃO	15-22-28-34-36-40+53+54-47+48-55+57	24.991
62	Desvio Global SEP/SENV por Defeito (Venda do SEP)		118
63	Desvio Global SEP/SENV por Excesso (Compra do SEP)		167
64	Entregas a Clientes do SENV escalada para a entrada REN		2.914
65	AFECTAÇÃO A TARIFAS REN		
66	Energia afecta à TUGS S TURT	17+49+66+67+65	24.681
67	Produtores em Regime Especial		5.255
68	Total da Parcela Livre da Distribuição	21+53+54	1.076
69	Entregas para Clientes do SENV escalada para a saída REN	31	2.850
70	Energia afecta à TEP	17	15.500
71	Energia afecta a custos variáveis de AAE	2+9-23-34-36+51-52-60+61	15.644

(2) Balanço energético – 2º semestre 2007

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Esclarecimentos solicitados às empresas

			(GWh)
Pos.	Rubrica	Composição	TOTAL
1	ENERGIA ENTRADA NA REN		
2	Produtores Regime Ordinário (lig. RNT)	3+4+5	15.622
3	EDP		11.431
4	REN Trading		4.191
5	Outros		
6	Produtores Regime Ordinário (lig. EDIS)		307
7	Produtores em Regime Especial (lig. RNT)		628
8	Importação (RNT)	9+10	5.129
9	Programada		4.593
10	Circulação e trocas físicas		536
11	Ligações Transfronteiriças (lig. EDIS)		84
12	Produtores em Regime Especial (lig. EDIS)		4.270
13	Total Energia Entrada	2+6+7+8+11+12	26.041
14	ENERGIA SAÍDA DA REN		
15	EDP Distribuição (Subestação+Pontos virtuais)	16+17	24.843
16	MAT (pontos virtuais clientes)		767
17	AT (subestações+pontos virtuais centrais PRO+PRE+lig transf)		24.076
18	Exportação	19+20	625
19	Programada		7
20	Circulação e trocas físicas		618
21	Bombagem hidroeléctrica PRO		292
22	Consumos próprios da REN		5
23	Total Energia Saída	15+18+21+22	25.765
24	Perdas na RNT	13-23	276
25	Perdas na RNT (% da energia total entrada s/entradas ligadas à EDIS)	24/(13-6-11-12)	1,29%
26	OUTROS MOVIMENTOS NO SEN		
27	Recepção de PRO provenientes da EDIS e linhas EDP		5
28	Consumos PRO não afectos à produção		1
29	Estimativa de PRE não incluída nas tarifas mas incluída no Consumo		2
30	Ligações Transfronteiriças (Diferença entre valor comercial e físico)		4
31	Recepção de PRO (lig. RNT)		55
32	CONSUMO SEN REFERIDO À EMISSÃO	13-18-21-27+28+29-30-31	25.063
33	AFECTAÇÃO A TARIFAS REN		
34	Energia afecta à TUGS e TURT	15	24.843

b) Energia afecta a custos variáveis de AEE para cálculo do desvio de quantidades a custos marginais.

A energia mensal considerada para o cálculo do acerto de quantidades do 1º semestre de 2007 totaliza 15 603 milhares de €. A diferença entre este valor e o indicado no Balanço Energético, cerca de 41 GWh, é justificada pelo facto dos valores terem sido obtidos em diferentes momentos do tempo, sendo o do Balanço Energético posterior.

Quantidades utilizadas no cálculo do Acerto de Quantidades (Unid: GWh)

Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maio	Junho	TOTAL
3.349	2.664	2.578	2.368	2.385	2.259	15.603

Proveitos energia REN (Quadro N2-03 Inf. Adicional) 376 634

Proveitos fixados para Tarifas (p. 397 doc. Tarifas 2007) 281 607

95 027 milhares de euros

A diferença diz respeito ao acerto de quantidades que, no 1º semestre de 2007, totalizou 95 027 milhares de €.

De acordo com os valores enviados em 2007 pela REN e que foram utilizados para cálculo do ajuste provisório de 2008, o desvio de quantidades era de 114 059 milhares de euros (p.158) do documento "Ajustamentos referentes a 2006 e 2007 a repercutir em 2008.

c) Energia afectada à TUG no 2.º semestre de 2007, mensal

Para cálculo dos proveitos com a tarifa de UGS no 2.º semestre de 2007, necessitamos que o valor de 24 806 760 MWh seja desagregado mensalmente de forma a aplicarmos a alteração da Tarifa de UGS que ocorreu a 1 de Setembro de 2007.

O Balanço Energético do 2º semestre de 2007 (ver resposta à pergunta 2.a) é o mais actualizado de que dispomos, totalizando 24 843 GWh a parcela correspondente à energia afectada à tarifa UGS. A discriminação mensal aparece evidenciada no quadro em baixo.

Energia afectada à tarifa UGS (Unid: GWh)						
Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	TOTAL
4.141	3.852	3.950	4.084	4.148	4.666	24.843

8.1.4 IMPORTAÇÕES PARA GANHOS COMERCIAIS VS IMPORTAÇÕES CONTABILÍSTICAS

No documento dos ganhos comerciais (Anexo 2/1), o montante de importações totaliza 62 474 milhares de euros, contudo o custo com importações no ano é de apenas 48 997 milhares de euros.

Qual a justificação para esta diferença de valor.

RESPOSTA REN

A REN enviou justificação para a diferença, pelo que a mesma foi tida em consideração.

8.1.5 PROVEITOS COM O PLANO DE EFICIÊNCIA DO CONSUMO (PPEC)

De acordo com as notas aos quadros, o montante de 10 000 relacionados com o PPEC foram contabilizados em proveitos diferidos. É correcto inferir que o montante de proveitos da GGS de 212 795 milhares está deduzido desse montante?

RESPOSTA REN

Sim, o montante 212 795 milhares de € é o resultado da diferença do montante facturado na GGS 222 763 milhares de € e os 10 000 milhares de € do plano de eficiência no consumo.

8.1.6 SUBSÍDIOS AO INVESTIMENTO EM CURSO

De acordo com a informação enviada para tarifas 2008, o montante de subsídios em curso era de 9 886 milhares de euros, tendo em conta o montante de participações do ano, como é que se explica que o valor no final de 2007 tenha praticamente duplicado?

RESPOSTA REN

A REN enviou o quadro corrigido.

8.1.6.1 AMORTIZAÇÕES DE IMOBILIZADO

Qual a justificação para que o imobilizado em Telecomunicações-fibras ópticas com um valor líquido de 8 898 milhares de euros e o Equipamento Acessório na TEE com um valor líquido de 49 271 milhares de euros não seja amortizado?

RESPOSTA REN

Estes imobilizados estão a ser amortizados, no caso das Telecomunicações – Fibras ópticas a sua amortização do exercício estava incluída na amortização das Telecomunicações – Segurança, no caso do Equipamento acessório a sua amortização do exercício estava incluída na amortização das Subestações.

A REN enviou os quadros corrigidos.

8.1.7 CUSTOS DE ENERGIA NA GGS

Os custos de energia na GGS, na demonstração de resultados totalizam 46 076 milhares de euros enquanto que a soma dos mesmos no quadro 17, totalizam 46 327 milhares de euros.

A diferença de 250 milhares de euros corresponde a 50% do montante de potência não instalada da Turbogás?

RESPOSTA REN

Correcto.

8.1.8 FACTURAÇÃO DO AGENTE DE MERCADO

Tendo em conta que existe mercado para os serviços de sistema, e portanto os mesmos não são considerados para efeitos regulatórios, os montantes de 101 448 milhares de euros e 97 837 milhares de euros, contabilizados como custos e proveitos, respectivamente dizem respeito a que transacções?

RESPOSTA REN

Apesar dos “custos” com os serviços de sistema não serem reconhecidos nas tarifas (desde Setembro de 2007) a REN factura e é facturada pelos mesmos. Esta foi a razão que esteve por detrás da apresentação destes valores.

O facto de saldarem 3 611 milhares de € de custos, e não zero, advém do mecanismo transitório que funcionou nos meses de Julho e Agosto.

8.1.9 DIFERENÇAS DE FACTURAÇÃO REN \EDP

Qual a justificação para estas diferenças de valores? O mesmo pedido de esclarecimento foi enviado à EDP Distribuição e à EDP SU.

	AEE	GGs	TEE
REN	956 655	222 763	198 772
EDP	966 521	245 521	198 942
	<u>-9 866</u>	<u>-22 758</u>	<u>-170</u>

RESPOSTA REN

Para compararem com a facturação detalhada da EDP, enviamos o detalhe da facturação contabilizada para o ano de 2007, para cada uma das actividades reguladas da REN – Rede Eléctrica Nacional.

A REN enviou quadros com a informação detalhada.

8.1.10 LICENÇAS DE EMISSÃO DE CO₂

No que diz respeito à informação relativa às contas de 2007 da REN Trading, estas não contemplam qualquer indicação relativa a custos ou proveitos relacionados com transacção de licenças de emissão

de CO₂. Qual a justificação para este facto? Qual é o valor do saldo de licenças de CO₂ nas centrais geridas pela REN trading em finais de 2007?

RESPOSTA REN

Nas contas da REN Trading não existem valores de transacções relativas a CO₂. A única transacção, relativa ao 2º semestre de 2007 (vendas da Turbogás), traduziu-se num proveito de 25 615 euros e só foi registada nas contas de 2008.

No final do ano, com o início da 2ª fase do PNALE (2008-2012), as licenças que não foram vendidas deixaram de ser vendáveis, passando a ter um valor nulo, pelo que não registámos valores a transitar para 2008.

8.2 EDP DISTRIBUIÇÃO

Da análise dos valores enviados pela EDP Distribuição, referentes a 2007, surgiram-nos algumas dúvidas para as quais se pediram esclarecimentos, nomeadamente:

8.2.1 VALORES ASSOCIADOS AOS CMEC

De acordo com informação da REN, durante o ano de 2007, a EDP Distribuição transferiu 27 155 milhares de euros referente à parcela fixa dos CMEC. Este valor deveria aparecer como um custo da actividade de CVAT do operador da rede de distribuição. De acordo com as demonstrações de resultados enviadas pela EDP distribuição, este montante não se encontra envidenciado.

24-09-2007	5 716 000
30-09-2007	5 716 000
31-12-2007	5 716 000
31-12-2007	4 955 661
31-12-2007	5 051 430
	27 155 091

RESPOSTA EDP DISTRIBUIÇÃO

O valor dos CMEC está incluído nos 245.520.417 € indicados no quadro N5-22a-CVART.

Os valores contabilizados na EDPD foram de 21.803.127 € assim repartidos:

2007	EDPD Fact CMECs	REN Fact CMECs	Diferenças
Setembro		5.716.000	-5.716.000
Setembro		5.716.000	-5.716.000
Setembro	5.202.961		5.202.961
Outubro	5.468.700		5.468.700
Novembro	5.051.430		5.051.430
Dezembro		5.716.000	-5.716.000
Dezembro		5.051.430	-5.051.430
Dezembro		4.955.661	-4.955.661
Dezembro	6.080.036		6.080.036
	21.803.127	27.155.091	-5.351.964

De salientar que os movimentos de 31-12-2007 da REN correspondem aos meses de Set, Out e Nov da EDPD, pois ambos totalizam 15.723.091 €.

Por outro lado, os dois valores de 5.716.000 €, indicados pela REN em Set 2007, dizem respeito à EDPSU (pág 53 do doc. Erse "Tarifas e preços Set a Dez 2007").

Pela análise da informação acima prestada, pode-se inferir que o valor de 6 080 k€ referente ao mês de Dezembro, e que a EDPD especializou nesse mesmo mês, não foi especializado pela REN em 2007.

8.2.2 DIFERENÇAS DE FACTURAÇÃO REN \EDP

Qual a justificação para estas diferenças de valores? O mesmo pedido de esclarecimento foi enviado à REN.

	AEE	GGs	TEE
REN	956 655	222 763	198 772
EDP	966 521	245 521	198 942
	-9 866	-22 758	-170

RESPOSTA EDP DISTRIBUIÇÃO

AEE – Trata-se de movimentos que dizem respeito à EDP SU. As explicações serão dadas por esta empresa, na resposta ao nº. 4 do documento de dúvidas colocadas pela Erse.

GGs – É entendimento da EDPD que o valor de 222 763 k€ contabilizado pela REN não inclui os valores relacionados com os CMECs. Nesta perspectiva, aos valores comunicados pela EDPD retirar-se-iam 21 803 k€ dos CMECs, resultando então uma diferença de 955 k€, que dizem respeito ao valor da Nota Débito 2806000001 da REN, de 24-01-2007, referente ao complemento à s/ Factura 2704001228 (SE Setúbal, Douro Int. BT e Interligação Badajoz), que a REN especializou e anulou em Janeiro 2007.

TEE – A diferença de 170 k€ também se deve à Nota Débito 2806000001 referida anteriormente, que a REN especializou e anulou em Janeiro 2007.

8.2.3 RECUPERAÇÃO DE FACTURAÇÃO

De acordo com a informação enviada pela EDP Distribuição, durante o ano foram recuperadas facturações correspondentes a cerca de 900 GWh.

Em 2005 e 2006, verificou-se também recuperações de facturação mas que afectaram sempre os balanços de energia eléctrica enviados pela empresa.

Esta recuperação de facturação tem impacte nos proveitos com a aplicação da tarifa de venda a clientes finais.

Estas recuperações de facturação têm também impactes nos proveitos das tarifas de acesso?

RESPOSTA EDP DISTRIBUIÇÃO

A recuperação de 2006 foi de 907 gWh, correspondentes ao valor de 37.470 k€. Este montante foi contabilizado em 2007, com impacto nos proveitos das tarifas de acesso.

E no cálculo do incentivo à redução de perdas?

RESPOSTA EDP DISTRIBUIÇÃO

No cálculo deste incentivo só se usaram as quantidades de energia transitada efectivamente na rede em 2007, e evidenciadas no quadro N5-01-DV.

8.2.4 PRÉMIOS DE DESEMPENHO E CUSTOS COM PESSOAL

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

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

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

RESPOSTA EDP DISTRIBUIÇÃO

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

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

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

8.3 EDP SU

Da análise dos valores enviados pela EDP Serviço Universal, referentes a 2007, surgiram-nos algumas dúvidas para as quais se pediram esclarecimentos, nomeadamente:

8.3.1 PRE

Relativamente à informação da PRE que agora enviaram para o ano de 2007, este valor não coincide com os que constam da p. 5 do relatório sumário. Quais é que estão correctos?

RESPOSTA EDP SU

Com efeito, em 2007, o valor de 954.830 mil euros do mapa da página 5 do relatório sumário é composto por 955.652 mil euros do mapa do ficheiro enviado em 19 de Setembro e ainda por uma correcção relativa ao exercício de 2006 de -822 mil euros.

Esse valor de -822 mil euros resulta da diferença entre a estimativa de custos de PRE para o mês de Dezembro de 2006 no valor de 38.396 mil euros e o efectivamente facturado à EDP nesse mês de 37.574 mil euros, valor só possível de apurar já em 2008.

Mais concretamente, em Dezembro de 2006 foi contabilizado como estimativa de compras a PRE um valor de 38.396 mil euros, e em Janeiro de 2007 foi relevado na contabilidade:

- a débito, o valor de 37.574 mil euros referente às compras efectivamente realizadas a PRE de Dezembro de 2006; e,
- anulado, através de um crédito, o movimento estimado dos referidos 38.396 mil euros.
- Em suma, esta diferença de -822 mil euros está pois evidenciada nas contas do ano de 2007.

Por outro lado, o referido valor estimado para Dezembro de 2006 de 38.396 mil euros, que estava incluído no balanço de arranque da EDPSU referente a 1 de Janeiro de 2007 numa conta de acréscimos e diferimentos do passivo, foi também debitado à REN ainda em 2006. Eventualmente, esse valor fará parte das contas reguladas da REN referentes ao ano de 2006.

8.3.2 VALORES DE 2007

No cruzamento de informação deparámo-nos com as seguintes diferenças:

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Esclarecimentos solicitados às empresas

p. 18 do relatório sumário	
REN	966 521
Mercado	1 048 315
PRE	<u>533 742</u>
	2 548 578
REN (p. 20 informação complementar)	
Aquisição à REN	979 432
Défice tarifário 1.º sem das RAS	908
Défice tarifário 1.º sem REN	<u>-13 819</u>
	966 521 valores coincidem com o da p.18
Mercado (p. 20 informação complementar)	
OMIP/OMEL	1 269 940
Acerto de contas	6 402
Serviços do sistema	10 276
Vendas MIBEL	-230 629
Acerto de contas	<u>-23 380</u>
	1 032 609
valores da p.18	<u>1 048 315</u>
	-15 706 qual a justificação para esta diferença?
PRE	
Custo total	954 830 p. 5 do relatório sumários
Sobrecusto transferido da EDPD	<u>421 088</u> p. 5 do relatório sumários
	533 742 valores coincidem com o da p.18
Ajustamento tarifário	
	171 464 (p. 20 informação complementar)
Ajustes 05 e 06	
desvios de 2007	97 064 p. 17 informação complementar
CVEE	102 208 p. 17 informação complementar
Sobreusto PRE	-47 583 p. 17 informação complementar
aditividades	<u>22 641</u> p. 17 informação complementar
	174 330
	-2 866 qual a justificação para esta diferença?
Compras de energia	
	2 834 464
Vendas de energia	<u>254 010</u>
	2 580 454 p. 17 informação complementar
	2 548 578 p. 18 informação complementar
	31 876 qual a justificação para esta diferença?

RESPOSTA EDP SU

O valor de 15 706 k€ que corresponde à venda no mercado intradiário (MIBEL) não foi incluído no mapa da página 18 da informação do relatório sumário. Este valor resulta dos ajustes no mercado intradiário que contempla várias sessões ao longo do dia e permite actualizar as ofertas que foram efectuadas no mercado diário, comprando ou vendendo energia numa base horária (ofertas de ajuste).

Pela análise dos valores que resultam numa diferença de -2 866 k€, pode-se inferir que esta diferença está relacionada com a contabilização da reposição do desvio tarifário de 2005, feita com base na seguinte informação:

Desvio de 2005: Valores publicados pela ERSE

10³ euros

	C/ juros ERSE	S/ juros ERSE	
DEE	-73.743	-68.767	
C REDES	-5.495	-5.124	
COMERC	-4.722	-4.404	
TEP	113.007	109.064	
ADITIVIDADE	-15.942	-14.866	94.198
UGS	-1.525	-1.422	
URT	4.597	4.287	

No cálculo do ajustamento tarifário de 2007 considerou-se o valor de 97 064 k€ (TEP+Aditividade), que incluía juros (documento ERSE tarifas e preços para 2007, pág. 200), como proveito permitido da CVEE. Contudo, a reposição contabilística imputada à CVEE (TEP+Aditividade) foi de 94 198 k€, sem juros, gerando a diferença de 2 866 k€.

O valor de 171 464 K€ do ajustamento tarifário indicado no Quadro N5-11-CVEE proveio de:

	Comerc	CVEE	Total
Reposição Desvio Tarifário de 2005	-4.404	94.198	89.794
Desvio Tarifário de 2007	-31	77.266	77.235
Totais por Actividade	-4.435	171.464	167.029

Dos 31 876 k€ indicados no quadro apresentado pela ERSE, o valor de 15 706 k€ já foi referido em 1.1, pelo que a diferença encontrada é de 47 583 k€, que corresponde ao sobrecusto PRE incluído no desvio de 2007 (pág 17 do relatório sumário).

8.3.3 TRANSFERÊNCIAS MENSAS A FACTURAR PELA REN À EDP SERVIÇO UNIVERSAL

Da análise da informação gostaríamos que nos esclarecem-se em que rubricas foram incluídos os montantes que constam do quadro seguinte, publicado na p. 53 do documento “Tarifas e preços para a energia eléctrica de Setembro a Dezembro de 2007”.

Quadro 3-20 – Transferências mensais a facturar pela REN à EDP Serviço Universal

Unidade: EUR

	Ajustamentos da extinta actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual	Diferencial de custo dos CAE não cessados	Custos de funcionamento no âmbito da actividade de CVEEAC	Total
Julho	6 043 728	5 716 000	8 518 000	561 000	20 838 728
Agosto	6 043 728	5 716 000	10 784 000	561 000	23 104 728
Setembro	6 043 728				6 043 728
Outubro	6 043 728				6 043 728
Novembro	6 043 728				6 043 728
Dezembro	6 043 728				6 043 728
Total (Julho a Dezembro)	36 262 368	11 432 000	19 302 000	1 122 000	68 118 368

RESPOSTA EDP SU

Estes valores estão incluídos nas compras à REN (979 432 k€, referido nos quadros N1-05 DR Comercializador Regulado e N5-11 DR da CVEE).

8.3.4 CUSTOS COM INTERRUPTIBILIDADE

Com a extinção da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, da REN, os encargos com interruptibilidade a partir de 1 de Julho de 2007 passaram a ser recuperados através da GGS (artigo 73.º do RT de 2007), de acordo com a informação enviada pela EDP SU, quadros N5-02, N5-11 e N5-12, os encargos de interruptibilidade referentes ao segundo semestre de 2007 foram contabilizados na actividade de Compra e Venda de Energia.

O montante de 43 804 milhares de euros difere do valor enviado pela REN, de 44 214 milhares de euros (1.º semestre 22 242 milhares de euros e no 2.º semestre de 21 972 milhares de euros). Qual a justificação para esta diferença?

RESPOSTA EDP SU

A diferença de 410 k€ resultante da comparação das informações dadas pela EDPD e REN deve-se a:

Interruptibilidade 2007: Divergência entre a EDP SU e REN

Valor comunicado pela REN à ERSE	44.214
Valor facturado em duplicado em 2006 e corrigido em 2007	-1.063
Acerto de Dez/2007 contabilizado em 2008	633
Acerto de Dez/2006 contabilizado em 2007	20
Saldo dos descontos interruptibilidade aos clientes	43.804

8.3.5 AQUISIÇÕES À REN – ACTIVIDADE DE AEE

O montante de 966 521 milhares de euros difere do montante enviado pela REN de 956 655 milhares de euros.

Qual a justificação para esta diferença? O mesmo pedido de esclarecimento foi enviado à REN.

RESPOSTA EDP SU

A diferença de 9 866 k€ está explicada no quadro seguinte:

Reconciliação com a REN	Observações
-44.214	Interruptibilidade
-1.128	Anulação de especialização UGS Dez06
908	Défice tarifário regiões Autonomas
-13.819	Défice tarifário BT
68.118	Ajustamentos indicados no quadro 3-20 da ERSE
9.866	

8.3.6 PRÉMIOS DE DESEMPENHO E CUSTOS COM PESSOAL

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

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

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

RESPOSTA EDP SU

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

Convém, no entanto, referir que a EDP está a implementar uma nova metodologia de cálculo do valor do prémio de desempenho dos seus colaboradores, em que se pretende estabelecer um conjunto de linhas de orientação para a definição de objectivos e indicadores de avaliação de desempenho individual (KPI's), que depois influenciará o valor de cada prémio de desempenho. Esta nova metodologia poderá levar a que a contabilização do prémio de desempenho possa eventualmente ser alterada, mas, neste

momento, por se estar ainda numa fase muito embrionária, é prematuro qualquer ilação sobre este tema. Foi esta busca de esclarecimento sobre a nova metodologia e as suas consequências que provocou atraso na resposta à sua pergunta.

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

8.4 EDA

8.4.1 IMOBILIZADO 2007

Como é referido na nota 10 do Anexo às Demonstrações financeiras do exercício de 2007, a EDA continua a aguardar a decisão final relativamente aos terrenos expropriados da antiga sede e já cedidos à entidade expropriante.

Solicita-se a indicação dos valores contabilísticos quer dos terrenos expropriados, bem como dos imóveis neles implantados, que ainda se encontrem reflectidos nos mapas de imobilizado das normas complementares 7, 8 e 9. Essa indicação deverá contemplar os valores do imobilizado bruto, das amortizações acumuladas (excepto terrenos) e da amortização anual dos referidos imobilizados (excepto terrenos).

De igual modo, solicita-se à EDA a informação detalhada dos imobilizados da Empresa que não estando afectos às actividades reguladas estejam incluídos nos mapas de imobilizado e demonstrações financeiras constantes das normas complementares 7, 8 e 9. A este nível deverão ser contemplados os imobilizados que sendo propriedade da EDA, e figurando das referidas normas complementares, estejam cedidos a qualquer título a terceiros, sejam estes ou não outras Empresas do Grupo EDA. Esta informação deverá contemplar os valores do imobilizado bruto, das amortizações acumuladas e da amortização anual dos referidos imobilizados.

Toda a informação deverá ser complementada com a indicação das participações ao investimento que abrangem esses imobilizados, no mesmo molde que a ERSE solicita nos mapas das normas complementares.

RESPOSTA EDA

O detalhe do imobilizado cedido e expropriado incluído nas normas complementares é enviado no ficheiro "Repartição_Edificios_Cedidos_Terrenos_expropriados.xlsx". Os valores do mesmo podem resumir-se de seguinte forma:

	AEEGS	DEE				CEE			Total Regulado	ANE	EDA
		AT	MT	BT	Total DEE	MT	BT	Total CEE			
Imobilizado Bruto	924.888	14.718	639.518	342.005	996.241	1.049.537	57.417	1.106.954	3.028.083	111.177	3.139.261
Amortizações Acumuladas	304.929	4.500	169.411	102.891	276.802	235.856	13.537	249.393	831.124	52.798	883.922
Amortizações do exercício	11.441	168	8.516	4.016	12.699	14.479	761	15.240	39.381	1.836	41.216
Valor Líquido	619.959	10.218	470.107	239.114	719.439	813.681	43.881	857.562	2.196.959	58.380	2.255.339

Como pode ser verificado no detalhe, existem edifícios que estão parcialmente alugados. Nestes casos, o valor contabilístico dos bens não é possível de obter directamente do cadastro patrimonial da empresa, uma vez que o seu registo não é efectuado de forma parcelar. Os montantes foram apurados aplicando ao valor total do bem a proporção da área ocupada por terceiros face à área total do edifício/terreno.

Edifício/Terreno	Ced/Exp	Área Total	Área Terceiros	%
Central Térmica de Ponta Delgada	Parc. Cedido	1.287	115	8,9%
Balcão Comercial de Ponta Delgada	Parc. Cedido	210	105	50,0%
Edifício Lajes do Pico	Parc. Cedido	152	76	50,0%
Terreno Calheta	Expropriado	3.698	2.376	64,2%

Pelo acima exposto e dada a dificuldade na identificação e valorização dos imóveis e parcelas dos imóveis ocupados por terceiros, temos seguido o princípio de, na preparação das normas complementares, não separar os custos e proveitos relativos aos mesmos. Consequentemente, estão também incluídos nas normas complementares os proveitos relativos às rendas desses imóveis repartidos da seguinte forma:

Edifício	Renda 2007	AEEGS	DEE				CEE			Total Regulado	ANE	EDA
			AT	MT	BT	Total DEE	MT	BT	Total CEE			
Edifício da Calheta	66.360	30.583	516	11.515	17.434	29.464	355	5.958	6.313	66.360	0	66.360
Edifício Sede da Calheta	36.522	16.832	284	6.337	9.595	16.216	195	3.279	3.474	36.522	0	36.522
Loja Matriz	17.640						1.138	16.502	17.640	17.640	0	17.640
Parcela CTPD (C. Levada)	8.520	3.927	66	1.478	2.238	3.783	46	765	810	8.520	0	8.520
Parcela Edif Largo do Vigário de Lemos, nº 5	5.400		0	2.336	3.064	5.400			0	5.400	0	5.400
Total	134.442	51.341	865	21.667	32.331	54.863	1.733	26.504	28.237	134.442	0	134.442

8.4.2 BALANÇO – OUTROS DEVEDORES DE CURTO PRAZO

Os quadros N7-01-AGSRAA, N7-03-DEERAA e N7-05-CEERAA apresentam na rubrica de Outros Devedores de Curto Prazo valores diferentes dos apresentados no Relatório e Contas de 2007. O quadro seguinte apresenta os valores enviados pela EDA:

Unid: 103 EUR	AGS	DEE	CEE	EDA
Norma Complementar 7	1 739	285	33	2 058
Relatório e Contas 2007	-	-	-	1 464
Diferença	-	-	-	594

Solicita-se a justificação para as diferenças apresentadas.

RESPOSTA EDA

O valor de Outros Devedores de Curto Prazo evidenciado na norma complementar 7, adicionado do montante relativo a actividades não energia ascende a 3 092 mil euros. A diferença de 1 628 mil euros para o Relatório e Contas da EDA diz respeito à rubrica de Outros Devedores de MLP desse documento que, para a elaboração da Norma Complementar 7, foi incluída no curto prazo.

Unid: 10 ³ euros	AGS	DEE	CEE	EDA
Relatório e Contas 2007				3.092
<i>Outros Devedores CP</i>				1.464
<i>Outros Devedores MLP</i>				1.628
Norma Complementar 7	1.739	285	33	2.058
Diferença				1.034
Outros Devedores ANE				1.034
Diferença Final				0

8.4.3 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

8.4.3.1 BALANÇO

No quadro “N7-01-AGSRAA” os valores apresentados para o activo bruto e para as amortizações e provisões, não correspondem às somas dos valores parciais, diferindo em 3 585 milhares de euros.

Unid: 10 ³ EUR	Activo Bruto	Amortizações e Provisões
Quadro N7-01	382 226	101 377
ERSE (somatório dos parciais)	378 640	97 792
Diferença	3 585	3 585

Solicita-se a indicação se a incorrecção detectada refere-se unicamente aos valores totais, ou se no mapa “N7-01-AGSRAA” estarão em falta os valores correspondentes às diferenças detectadas.

RESPOSTA EDA

O total geral do mapa N7-01 encontra-se incorrecto. No entanto, o valor evidenciado para cada rubrica encontra-se correcto e a soma do balanços parciais (AEEGS, DEE, CEE e ANE) está conciliada com o balanço da EDA. Inclui-se de seguida a versão corrigida do referido mapa, no qual se encontram realçadas as diferenças.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Esclarecimentos solicitados às empresas

Quadro N7-01 - AGSRAA - Balanço da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (Activo)				
Rubricas	Ano Anterior 2007			Ano 2006
	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Líquido
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	257	0	257	11
Imobilizações Corpóreas	276.088	97.747	178.341	175.572
Imobilizado em Curso	7.702	0	7.702	10.088
Investimento Financeiro	36.784	0	36.784	30.681
	320.831	97.747	223.084	216.351
CIRCULANTE				
Existências	2.724	45	2.679	2.823
Matérias-Primas	1.587	0	1.587	1.823
Materiais Diversos	1.137	45	1.093	1.000
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazos	0	0	0	0
Cientes	0	0	0	0
Dívidas de Terceiros	9.208	0	9.208	10.108
Cientes C/ Corrente	5.661	0	5.661	5.186
Cientes Cobrança Duvidosa	0	0	0	0
Estado e Outros Entes Públicos	1.807	0	1.807	2.753
Outros Devedores	1.739	0	1.739	2.169
Títulos Negociáveis	0	0	0	0
Depósitos Bancários e Caixa	1.090	0	1.090	815
	13.022	45	12.977	13.747
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proventos	37.846	0	37.846	55.419
Compensação Tarifária (1998-2001)	36.121	0	36.121	49.477
Valor para Ajustamento	0	0	0	0
Outros Proventos	1.725	0	1.725	5.942
Custos Diferidos	6.942	0	6.942	5.951
Grandes Reparações	0	0	0	0
Impostos Diferidos	3.781	0	3.781	2.333
Outros Custos	3.161	0	3.161	3.618
	44.788	0	44.788	61.370
TOTAL DO ACTIVO	378.640	97.792	280.849	291.468

8.4.3.2 FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

Entre 2006 e 2007 verifica-se um crescimento dos custos com Fornecimentos e Serviços Externos em 544 milhares de euros, conforme quadro apresentado de seguida:

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Esclarecimentos solicitados às empresas

Unid: 10³ EUR

Rubricas	2006	2007	Var 2007/2006	
			10 ³ EUR	(%)
Conservação e reparação de imobilizado	436	524	88	20%
Conservação de imobilizado técnico específico	254	359	105	41%
Conservação de edifícios e instalações	111	100	-11	-10%
Conservação de equipamento informático	18	2	-16	-90%
Conservação diferida	0	0	0	-
Outras conservações	53	63	10	19%
Trabalhos especializados	850	1 340	490	58%
Serviços de informática ⁽¹⁾	550	591	41	7%
Outros trabalhos especializados	300	749	449	149%
Outros fornecimentos e serviços externos	1 645	1 521	-124	-8%
FSE totais	2 932	3 385	454	15%
TPE	289	199	-90	-31%
FSE de exploração	2 643	3 186	544	21%

⁽¹⁾ Valor de 2006 corrigido de acordo com o documento "Comentários da EDA aos documentos publicados pela ERSE em Outubro de 2007".

Este aumento teve especial incidência nas rubricas de "Conservação de imobilizado técnico específico" e de "Outros trabalhos especializados". O documento da EDA "Contas Reguladas – Regulamento Tarifário, Artigo 159º, nº2", apresenta na sua página 78, as justificações para o referido acréscimo de custos, referindo que uma das razões deve-se ao "...recurso ao *outsourcing* (subcontratos) para fazer face à diminuição do efectivo na AEEGS".

Verifica-se pelo quadro da Norma complementar 7, "N7-14b - EDA - Número de Efectivos", que o número de efectivos afecto directamente à actividade de AEEGGS apresentou uma diminuição de 11 trabalhadores (237 para 226) entre 2006 e 2007. Contudo, o valor dos custos com pessoal desta actividade continuou em 2007 a apresentar um crescimento de 4,5% (conforme página 77 do documento da EDA "Contas Reguladas – Regulamento Tarifário, Artigo 159º, nº2"), ascendendo a 475 milhares de euros.

Solicitam-se os seguintes elementos:

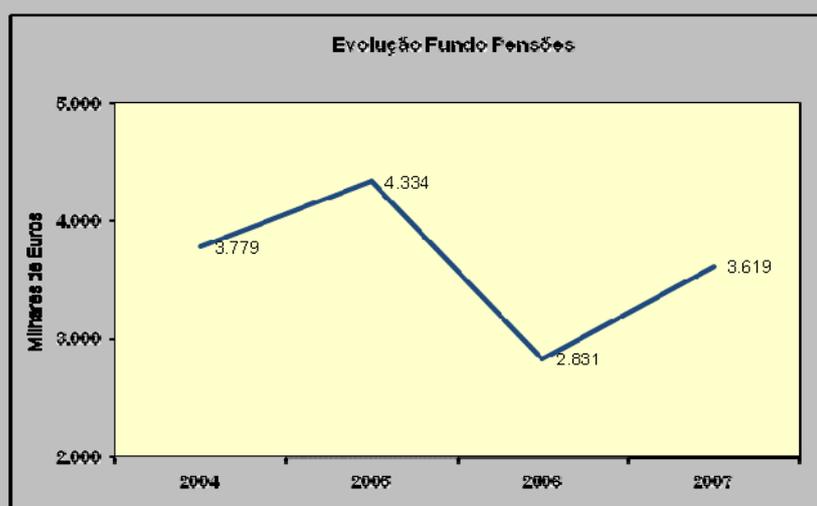
1. Indicação das principais acções/projectos considerados ao nível da rubrica de "Outros Trabalhos Especializados", com a indicação dos respectivos custos e fornecedores.
2. Justificação do acréscimo ocorrido ao nível dos custos com pessoal da AEEGGS, tendo em conta que o decréscimo do número de trabalhadores que se reflectiu, segundo a empresa na necessidade de recorrer a trabalhos de outsourcing, onerando desta forma os FSE, não se traduziu numa contenção/redução dos custos com pessoal da actividade.

RESPOSTA EDA

Conforme solicitado, abaixo indicamos as principais acções/projectos, com respectivos custos e fornecedores associados, relativamente à sub conta “Outros Trabalhos Especializados”. Refira-se que são apresentados, no quadro seguinte, cerca de 88% do montante total desta rubrica, ficando o restante valor afecto a TPE (4%), pequenas intervenções com carácter de manutenção (ao nível das centrais e viaturas, por exemplo) e outras acções/projectos de menor expressão.

“Foi apresentado um quadro com a informação solicitada”

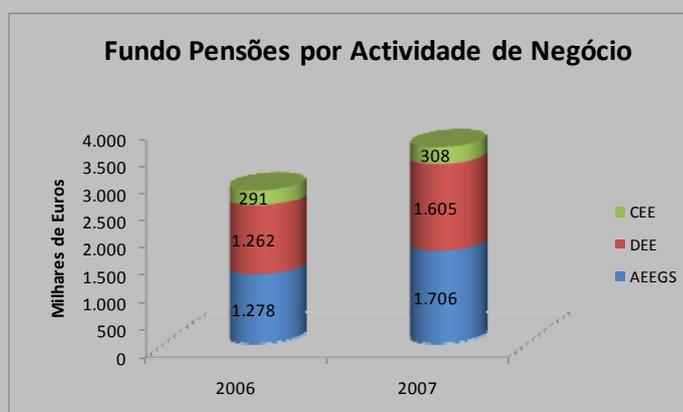
O montante relativo a “Custos com o Pessoal” da AEEGS, apresentado na página 77 do documento “Contas Reguladas – Regulamento Tarifário, Artigo 159º, nº2”, refere-se aos custos totais de exploração desta actividade, não existindo, nesse quadro, uma desagregação da rubrica em questão. Deste modo, a variação de 4,5%, registada entre os anos de 2006 e 2007, é explicada, fundamentalmente, pela sub conta “Pensões” (conforme norma complementar n.º 7, quadro “N7-14a EDA (pessoal)”). Os custos globais com os Fundos de Pensões atingem 3 619 mil euros em 2007, apresentando a seguinte evolução desde 2004:



Como é visível no gráfico acima, verifica-se um aumento de 787 mil euros entre 2006 e 2007 em consequência das perdas actuariais registadas no corrente ano, 3 353 mil euros, face aos ganhos obtidos no ano anterior, no montante de 422 mil euros. Assim, a variação total EDA resulta, sobretudo, de factores não controláveis pela empresa.

Os custos relativos ao fundo de pensões, consoante se trate de gastos com os reformados ou activos, são repartidos proporcionalmente ao número de trabalhadores reformados ou no activo em cada área de negócio. A parcela dos custos relativos a trabalhadores (reformados e no activo) das áreas de suporte é considerada como custo comum de recursos humanos. Incluem-se nos custos atrás referidos os serviços correntes e os ganhos actuariais. Os custos com juros e o retorno real dos activos são repartidos de

acordo com o driver de custo de capital. A aplicação destes critérios de repartição resultou na distribuição de custos que se evidencia de seguida.



Quanto às remunerações da AEEGS, refira-se que, para o montante apresentado no quadro “N7-14a - EDA - Custos e Proveitos com Pessoal” da norma complementar n.º 7, contribuem os custos dos colaboradores directamente afectos à área da Produção, bem como os dos colaboradores das áreas de apoio e suporte que hajam prestado serviços a esta actividade de negócio (ambos os contextos por intermédio do reporte de tempos). Neste sentido, a variação total verificada no agregado “remunerações” (+3,2%, equivalente a 240 mil euros) é explicada, sobretudo, pelo aumento dos custos directos da Produção (+117 mil euros, representando um acréscimo de 2,3% face ao ano anterior). O remanescente é resultado das imputações de tempos dos colaboradores dos diversos departamentos de apoio e suporte a esta actividade de negócio (variação de 5,1%, tendo em conta o ano de 2006).

Apesar do número de efectivos, em 31 de Dezembro de 2007, reflectir uma realidade de 226 colaboradores (face aos 237 de 2006), é necessário salientar que este processo de redução foi progressivo. Quer isto dizer que os custos com o pessoal da AEEGS, referentes a 2007, estão a ser influenciados por colaboradores que não constam do quadro efectivo da empresa no final do ano, afectando, por isso, o cálculo da remuneração média por colaborador. Tendo em conta o número médio de efectivos em 2006 e 2007, bem como os valores totais registados nas contas 641# e 642# para os mesmos anos, constatamos que a variação do agregado “remunerações” situa-se nos 4,5% (inclui efeito actualização + progressão de carreiras). Por si só, este facto vem explicar uma parte significativa da variação da remuneração média ocorrida na AEEGS.

No entanto, outro aspecto há que ter em conta. Os valores dos custos com pessoal, por actividade, que constam do Quadro N7 14a, incluem a prestação de serviços entre as diferentes áreas da empresa com base no reporte de tempos, enquanto o número de colaboradores que consta do Quadro N7 14b, teve por base um critério fixo de afectação dos colaboradores das áreas de suporte às três actividades de negócio.

8.4.4 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

8.4.4.1 BALANÇO

No quadro “N7-03-DEE” os valores apresentados para o activo bruto e para as amortizações e provisões, não correspondem às somas dos valores parciais, diferindo em 2 385 milhares de euros.

<i>Unid: 10³ EUR</i>	<i>Activo Bruto</i>	<i>Amortizações e Provisões</i>
Quadro N7-03	321 093	100 212
ERSE (somatório dos parciais)	318 708	97 827
Diferença	2 385	2 385

Solicita-se a indicação se a incorrecção detectada refere-se unicamente aos valores totais, ou se no mapa “N7-03-DEE” estarão em falta os valores correspondentes às diferenças detectadas.

RESPOSTA EDA

O total geral e o subtotal relativo ao imobilizado (valor bruto e amortizações acumuladas) do mapa N7-03 encontra-se incorrecto. No entanto, o valor evidenciado para cada rubrica encontra-se correcto e a soma do balanços parciais (AEEGS, DEE, CEE e ANE) está conciliada com o balanço da EDA. Inclui-se de seguida a versão corrigida do referido mapa, no qual se encontram realçadas as diferenças.

Quadro N7-03 - DEERAA - Balanço da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica				
(Activo)				
Unidade: 10 ³ euros				
Rubricas	Ano Anterior 2007			Ano 2006
	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Líquido
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	0	0	0	0
Imobilizações Corpóreas	286.718	97.817	188.900	176.564
Imobilizado em Curso	15.506	0	15.506	15.337
Investimento Financeiro	0	0	0	0
	302.224	97.817	204.407	191.901
CIRCULANTE				
Existências	1.606	9	1.597	1.947
Materiais Diversos	1.606	9	1.597	1.947
Dívidas de Terceiros Médio e Longo Prazos	0	0	0	0
Clientes	0	0	0	0
Dívidas de Terceiros	3.545	0	3.545	6.837
Clientes C/ Corrente	1.824	0	1.824	1.912
Clientes Cobrança Duvidosa	0	0	0	0
Estado e Outros Entes Públicos	1.436	0	1.436	4.269
Outros Devedores	285	0	285	656
Títulos Negociáveis	0	0	0	0
Depósitos Bancários e Caixa	492	0	492	432
	5.643	9	5.634	9.217
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proveitos	6.331	0	6.331	23.664
Compensação Tarifária (1998-2001)	5.562	0	5.562	21.533
Valor para Ajustamento	0	0	0	0
Outros Proveitos	769	0	769	2.131
Custos Diferidos	4.509	0	4.509	4.155
Grandes Reparações	0	0	0	0
Impostos Diferidos	3.558	0	3.558	2.301
Outros Custos	952	0	952	1.854
	10.841	0	10.841	27.819
TOTAL DO ACTIVO	318.708	97.827	220.881	228.936

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

O EDA atingiu em 2007 um valor de realização do PPDA de 175 792 de euros, dos quais 24 122 de euros referem-se a custos de exploração.

Tendo em conta que o quadro N7-07-EDA (DR) da Norma Complementar nº7 refere que “Inclui, em 2007, o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental (PPDA), no montante de 24.122 Euros...”, solicita-se a desagregação do referido valor por nível de tensão e por naturezas de custos.

RESPOSTA EDA

O valor de 24 122 euros é repartido, equitativamente, pela Alta Tensão, Média Tensão e Baixa Tensão. O ficheiro denominado “Proveitos_Custos_Operacionais_EDA_2007_v2.xls”, enviado pela EDA em 30 de Abril de 2008, faz menção à desagregação atrás mencionada. A natureza de custo está associada aos “Outros Trabalhos Especializados”.

8.4.5 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

8.4.5.1 BALANÇO

No quadro “N7-05-CEE” os valores apresentados para o activo bruto e para as amortizações e provisões, não correspondem às somas dos valores parciais, diferindo em 2 385 milhares de euros.

<i>Unid: 10³ EUR</i>	<i>Activo Bruto</i>	<i>Amortizações e Provisões</i>
Quadro N7-03	18 487	10 299
ERSE (somatório dos parciais)	16 101	7 914
Diferença	2 385	2 385

Solicita-se a indicação se a incorrecção detectada refere-se unicamente aos valores totais, ou se no mapa “N7-05-CEE” estarão em falta os valores correspondentes às diferenças detectadas.

RESPOSTA EDA

O total geral e o subtotal relativo ao imobilizado (valor bruto e amortizações acumuladas) do mapa N7-05 encontra-se incorrecto. No entanto, o valor evidenciado para cada rubrica encontra-se correcto e a soma do balanços parciais (AEEGS, DEE, CEE e ANE) está conciliada com o balanço da EDA. Inclui-se de seguida a versão corrigida do referido mapa, no qual se encontram realçadas as diferenças.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Esclarecimentos solicitados às empresas

Unidade: 10³ euros

Rubricas	Ano Anterior 2007			Ano 2006
	Activo Bruto	Amortizações e Provisões	Activo Líquido	Activo Líquido
IMOBILIZADO				
Imobilizações Incorpóreas	0	0	0	0
Imobilizações Corpóreas	13.417	7.853	5.564	5.716
Imobilizado em Curso	320	0	320	164
Investimento Financeiro	0	0	0	0
	13.736	7.853	5.883	5.879
CIRCULANTE				
Existências	49	0	49	80
Materiais Diversos	49	0	49	80
Dividas de Terceiros Médio e Longo Prazos	0	0	0	0
Clientes	0	0	0	0
Dividas de Terceiros	682	61	621	991
Clientes C/ Corrente	460	0	460	518
Clientes Cobrança Duvidosa	0	61	-61	-56
Estado e Outros Entes Públicos	188	0	188	462
Outros Devedores	33	0	33	66
Títulos Negociáveis	0	0	0	0
Depósitos Bancários e Caixa	162	0	162	128
	892	61	832	1.199
ACRÉSCIMOS E DIFERIMENTOS				
Acréscimos de Proveitos	699	0	699	4.036
Compensação Tarifária (1998-2001)	570	0	570	3.617
Valor para Ajustamento	0	0	0	0
Outros Proveitos	129	0	129	420
Custos Diferidos	774	0	774	794
Grandes Reparações	0	0	0	0
Impostos Diferidos	679	0	679	531
Outros Custos	94	0	94	263
	1.472	0	1.472	4.830
TOTAL DO ACTIVO	16.101	7.914	8.187	11.908

8.4.5.2 FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS

No relatório da EDA “Contas Reguladas – Regulamento Tarifário, Artigo 159º, nº 2” de Abril de 2008, é referido na página 122, que no cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de CEE, foram deduzidos aos FSE, 40 525 euros referentes aos custos com o PPEC.

Tendo em conta que:

- Os mapas das normas complementares nº 7 e 8, nomeadamente os N7-07-EDA (DR), N8-24-CEERAA (DR) e N8-30-CEERAA (FSE), não fazem qualquer referência ao valor acima referido, parecendo incluir o montante do PPEC;
- O documento da EDA “Esclarecimentos sobre o Relatório Final do PPEC 2007” enviado à ERSE no dia 5 de Agosto de 2008, refere do valor total de execução, há 4 470 euros que se referem a mão-de-obra técnica (EDA), que nos parecem enquadrar-se ao nível da rubrica de custos com pessoal e não de FSE.

Solicita-se à EDA a indicação dos valores com o PPEC incluídos nos vários mapas das normas complementares nº 7 e 8, repartidas por nível de tensão, bem como o esclarecimento sobre o

enquadramento contabilístico do valor de 4 470 euros referido no documento “Esclarecimentos sobre o Relatório Final do PPEC 2007”.

RESPOSTA EDA

O mapa N7-07-EDA (DR), constante da norma complementar n.º 7, enviada pela EDA em 30 de Abril do corrente ano, apresenta em nota de rodapé uma chamada de atenção, ao nível dos FSE, para o facto de que (e passamos a citar): “(...) Inclui, em 2007, o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental (PPDA), no montante de 24.122 Euros, bem como o Plano de Promoção para a Eficiência no Consumo, no montante de 40.525 Euros”.

Efectivamente, os quadros referentes à norma complementar n.º 8, mencionados no pedido de esclarecimento da ERSE, não foram alvo de subtracção desse montante uma vez que os valores aí constantes não são mais que a desagregação da Demonstração de Resultados da EDA (quadro N7-07-EDA, atrás mencionado). Conforme já referido, para efeito de cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na actividade de CEE, a quantia referente ao PPEC foi alvo de dedução.

Deste modo, tendo em conta a estrutura das normas complementares 7 e 8, os quadros sujeitos a dúvidas apresentam-se da seguinte forma:

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Esclarecimentos solicitados às empresas

Quadro N7-07 - EDA - Demonstração de resultados da concessionária do transporte e distribuição na RAA

Rubricas	Unidade: 10 ³ euros							
	Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema		Distribuição de Energia Eléctrica		Comercialização de Energia Eléctrica		Total das Actividades Reguladas	
	Ano anterior (2007)	Ano (2006)	Ano anterior (2007)	Ano (2006)	Ano anterior (2007)	Ano (2006)	Ano anterior (2007)	Ano (2006)
PROVEITOS E GANHOS OPERACIONAIS (A)	100.483	90.750	37.952	40.329	7.310	8.104	145.745	139.184
Vendas	99.228	89.597	30.202	32.315	5.834	6.545	135.264	128.458
De energia eléctrica	61.500	58.082	20.207	18.599	4.810	4.242	86.517	80.924
Convergência tarifária	37.728	31.515	9.995	13.716	1.024	2.304	48.747	47.534
Ajustamento	0	0	0	0	0	0	0	0
Materiais diversos	0	0	0	0	0	0	0	0
Prestações de serviços	0	0	469	372	368	376	837	748
Variação da produção	0	0	0	0	0	0	0	0
Trabalhos para a própria empresa	1.108	1.048	6.617	7.085	1.032	1.111	8.758	9.245
Proveitos suplementares	69	34	351	311	14	8	435	352
Subsídios à exploração	0	0	0	0	0	0	0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais	78	72	313	247	61	63	451	382
CUSTOS E PERDAS OPERACIONAIS (B)	95.057	93.028	31.085	30.380	7.182	7.159	133.323	130.567
Custo das mercadorias vendidas e consumidas	69.359	68.442	4.613	4.918	544	643	74.516	74.004
Combustíveis, lubrificantes e outros	49.291	56.422	41	43	0	0	49.332	56.465
Compras de Energia Eléctrica	18.283	10.246	0	0	0	0	18.283	10.246
Materiais Diversos	1.785	1.774	4.571	4.875	544	643	6.901	7.292
Fornecimentos e serviços externos *	3.385	3.041	5.228	4.911	2.915	2.760	11.528	10.713
Custos com o pessoal	11.331	10.784	11.529	11.222	3.083	3.008	25.942	24.914
Amortizações	10.692	10.348	9.233	8.896	563	657	20.487	19.901
Provisões	45	10	9	6	61	56	115	71
Impostos	214	223	260	269	16	29	489	520
Outros custos e perdas operacionais	32	179	213	259	1	7	246	445
RESULTADOS OPERACIONAIS (C) = (A) - (B)	5.426	-2.278	6.868	9.949	128	945	12.422	8.617
Proveitos e ganhos financeiros (D)	7.900	4.479	558	790	504	559	8.962	5.829
Custos e perdas financeiras (E)	7.358	4.957	6.443	4.362	282	300	14.083	9.619
RESULTADOS FINANCEIROS (F) = (D) - (E)	542	-478	-5.885	-3.571	222	259	-5.121	-3.790
RESULTADOS CORRENTES (G) = (C) + (F)	5.969	-2.756	983	6.378	350	1.205	7.301	4.827
Proveitos e ganhos extraordinários (H)	1.862	2.318	2.302	2.010	41	66	4.205	4.394
Custos e perdas extraordinários (I)	60	37	78	11	10	3	148	50
RESULTADOS EXTRAORDINÁRIOS (J) = (H) - (I)	1.802	2.281	2.224	1.999	32	63	4.057	4.344
RESULTADOS ANTES DE IMPOSTOS (K) = (G) + (J)	7.770	-475	3.206	8.377	381	1.268	11.358	9.170
IRC (L)	1.519	519	-513	548	-390	175	616	1.242
RESULTADOS LÍQUIDOS (M) = (K) - (L)	6.251	-994	3.720	7.829	771	1.093	10.742	7.928

* Não inclui as alterações aceites pela ERSE em Dezembro de 2007, relativamente aos FSE de 2006, por actividade de negócio. Inclui, em 2007, o Plano de Promoção de Desempenho Ambiental (PPDA), no montante de 24.122 Euros, bem como o Plano de Promoção para a Eficiência no Consumo, no montante de 40.525 Euros.

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Esclarecimentos solicitados às empresas

Quadro N8-24 - CEERAA - Demonstração de resultados da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na Região Autónoma dos Açores

Unidade: 10³ euros

Rubricas	Ano Anterior (t-2) 2007			
	AT	MT	BT	Total
Uso da Rede de Distribuição	0	522	5312	5834
Clientes do SEPA	0	1410	3400	4810
Clientes do SENVA	0	0	0	0
Sobrecusto da actividade de DEE	0	-889	1913	1024
Ajustamento de t-3	0	0	0	0
Materiais diversos	0	0	0	0
Prestações de serviços	0	0	368	368
Variação da produção	0	0	0	0
Trabalhos para a própria empresa (exclui encargos)	0	264	725	989
Trabalhos para a própria empresa (exclui encargos financeiros)	0	264	725	989
Proveitos suplementares	0	1	14	14
Subsídios à exploração	0	0	0	0
Outros proveitos e ganhos operacionais	0	4	57	61
Proveitos e ganhos extraordinários	0	41	1	41
Total Proveitos	0	831	6476	7308
Custos de capital	0	69	494	563
Amortizações	0	69	494	563
Outros Custos do Exercício	0	470	6144	6613
Materiais Diversos	0	149	395	544
FSE *	0	145	2770	2915
Custos com Pessoal	0	152	2931	3083
Provisões	0	23	38	61
Outros Custos e Perdas Operacionais	0	0	1	1
Custos e Perdas Extraordinárias	0	1	9	10
Total Custos	0	539	6637	7176

* Inclui, ao nível da Média Tensão, o Plano de Promoção para a Eficiência no Consumo, no montante de 40.525 Euros.

Quadro N8-30 - CEERAA - Fornecimentos e serviços externos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

Unidade: 10³ euros

Rubricas	Ano Anterior 2007			
	AT	MT	BT	Total
Conservação e reparação de imobilizado	0	3	43	46
Conservação de imobilizado técnico específico	0	2	8	10
Conservação de edifícios e instalações	0	0	13	13
Conservação de equipamento informático	0	0	1	1
Conservação diferida	0	0	0	0
Outras conservações	0	1	21	22
Trabalhos especializados	0	36	1.082	1.118
Serviços de informática	0	21	740	761
Outros trabalhos especializados	0	15	342	357
Outros fornecimentos e serviços externos	0	106	1.645	1.751
Outros fornecimentos e serviços externos	0	106	1.645	1.751
Total	0	145	2.770	2.915

Nota: Para uniformização da informação enviada, passamos a incluir o valor dos TPE's - FSE's, no valor de 124.350 Euros (MT = 44.590 Euros, BT = 79.761 Euros). Inclui, ao nível da Média Tensão, o Plano de Promoção para a Eficiência no Consumo, no montante de 40.525 Euros.

Atente-se para o facto do ficheiro "Proveitos_Custos_Operacionais_EDA_2007_v2.xls", enviado pela EDA na mesma data, fazer menção à desagregação acima mencionada.

Por outro lado, através do documento "Esclarecimentos sobre o Relatório Final do PPEC 2007", remetido à ERSE em 5 de Agosto, podemos constatar que o valor de 4 470 euros é relativo a custos incorridos

com mão-de-obra interna da EDA, relacionada com o desempenho dos nossos quadros no acompanhamento e gestão do projecto, pelo que não serão, de facto, enquadrados como FSE. Admitimos que uma leitura menos atenta do Relatório Final do PPEC 2007 poderá, erradamente, induzir que o referido montante estaria de alguma forma relacionado com despesas de FSE, uma vez que são denominadas de despesas com “honorários” EDA.

8.5 EEM**8.5.1 FORNECIMENTOS E SERVIÇOS EXTERNOS – FROTA AUTOMÓVEL**

Qual a repartição do montante registado na rubrica de Fornecimentos e serviços externos relativos à frota automóvel, por actividade e nível de tensão?

RESPOSTA EEM

O montante registado na rubrica de Fornecimentos e serviços externos relativo à frota automóvel da EEM, foi repartido pelas respectivas actividades respeitando a alocação das despesas com viaturas aos respectivos serviços. Assim, o montante de 700.176 euros foi repartido por actividade e nível de tensão da seguinte forma:

								<i>Euros</i>
FSE 2007	AGS	DEE MT	DEE BT	DEE	CEE MT	CEE BT	CEE	EEM
Frota Automóvel	97.062	121.744	385.655	507.399	9.572	86.144	95.716	700.176

8.5.1.1 PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

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

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Esclarecimentos solicitados às empresas

RESPOSTA EEM

Quadro N11-12a- DEERAM - Imobilizado bruto corpóreo e incorpóreo imputado à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Média Tensão - PPDA							
2007							
Nível de Tensão MT - Activo Bruto	Saldo Inicial	Aumentos		Transfª p/ Exploração	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final
		Custos Técnicos	Encargos Financeiros				
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação							-
Outros							-
Total (1)	-	-	-	-	-	-	-
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais							-
Edifícios e Outras Construções							-
Equipamento Básico		68.484		70.013			138.497
Subestações							-
Linhas		68.484		70.013			138.497
Postos de Corte e Seccionamento							-
Centros de Controlo e Telemedida							-
Outros Equipamentos Básicos							-
Equipamento de Transporte							-
Ferramentas e Utensílios							-
Equipamento Administrativo							-
Diferenças Câmbio							-
Outro Imobilizado Corpóreo							-
Imobilizado em Curso	171.007	15.175		(70.013)			116.168
Distribuição em MT	150.773	-		(70.013)			80.760
Subestações							-
Linhas	150.773			(70.013)			80.760
Postos de Corte e Seccionamento							-
Centros de Controlo e Telemedida							-
Outros Equipamentos Básicos							-
Outros	20.233	15.175					35.408
Total (2)	171.007	83.659	-	-	-	-	254.665
TOTAL GERAL (1) + (2)	171.007	83.659	-	-	-	-	254.665
Quadro N11-12b- DEERAM - Amortizações imputadas à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Média Tensão - PPDA							
2007							
Nível de Tensão MT - Amortizações	Saldo Inicial	Amortizações do Exercício	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final	Unidade: euros	
						Taxa de Amortização (%)	
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação							-
Outros							-
Total (1)	-	-	-	-	-	-	-
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais							-
Edifícios e Outras Construções							-
Equipamento Básico		5.540			5.540		-
Subestações							-
Linhas		5.540			5.540		-
Postos de Corte e Seccionamento							-
Centros de Controlo e Telemedida							-
Outros Equipamentos Básicos							-
Equipamento de Transporte							-
Ferramentas e Utensílios							-
Equipamento Administrativo							-
Diferenças Câmbio							-
Outro Imobilizado Corpóreo							-
Total (2)	-	5.540	-	-	5.540		-
TOTAL GERAL (1) + (2)	-	5.540	-	-	5.540		-

AJUSTAMENTOS REFERENTES A 2007 E 2008 A REPERCUTIR EM 2009

Esclarecimentos solicitados às empresas

Quadro N11-13a- DEERAM - Imobilizado bruto corpóreo e incorpóreo imputados à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão - PPDA							
2007							
Nível de Tensão BT - Activo Bruto	Saldo Inicial	Aumentos		Transf ^a p/ Exploração	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final
		Custos Técnicos	Encargos Financeiros				
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação							-
Outros							-
Total (1)	-	-	-	-	-	-	-
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais							-
Edifícios e Outras Construções							-
Equipamento Básico		132.139		27			132.166
Postos de Transformação							-
Redes Urbanas							-
Redes Rurais		121.432		27			121.459
Chegadas Aéreas							-
Chegadas Subterrâneas							-
Iluminação Pública		10.707					10.707
Outros Equipamentos Básicos							-
Equipamento de Transporte							-
Ferramentas e Utensílios							-
Equipamento Administrativo							-
Diferenças Câmbio							-
Outro Imobilizado Corpóreo							-
Imobilizado em Curso	27	1.702		(27)			1.702
Distribuição em BT	27	1.702		(27)			1.702
Postos de Transformação							-
Redes Urbanas							-
Redes Rurais	27	1.702		(27)			1.702
Chegadas Aéreas							-
Chegadas Subterrâneas							-
Iluminação Pública							-
Outros Equipamentos Básicos							-
Outros							-
Total (2)	27	133.842	-	-	-	-	133.869
TOTAL GERAL (1) + (2)	27	133.842	-	-	-	-	133.869

Quadro N11-13b- DEERAM - Amortizações imputadas à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Baixa Tensão - PPDA							
2007							
Nível de Tensão BT - Amortizações	Saldo Inicial	Amortizações do Exercício	Regularizações	Reavaliação	Saldo Final	Unidade: euros	
						Taxa de Amortização (%)	
IMOBILIZADO INCORPÓREO							
Despesas de instalação							-
Outros							-
Total (1)	-	-	-	-	-	-	-
IMOBILIZADO CORPÓREO							
Terrenos e Recursos Naturais							-
Edifícios e Outras Construções							-
Equipamento Básico		5.840			5.840		-
Postos de Transformação							-
Redes Urbanas							-
Redes Rurais		5.305			5.305		-
Chegadas Aéreas							-
Chegadas Subterrâneas							-
Iluminação Pública		535			535		-
Outros Equipamentos Básicos							-
Equipamento de Transporte							-
Ferramentas e Utensílios							-
Equipamento Administrativo							-
Diferenças Câmbio							-
Outro Imobilizado Corpóreo							-
Total (2)	-	5.840	-	-	5.840		-
TOTAL GERAL (1) + (2)	-	5.840	-	-	5.840		-

Adicionalmente solicita-se o esclarecimento para o valor de 11 380 euros, contabilizado na rubrica de Proveitos extraordinários, relativo à participação atribuída pela ERSE no âmbito do Plano de Promoção de Desempenho Ambiental (Relatório e Contas, página 37). No caso do valor se encontrar registado no Quadro N11-15, solicita-se o envio do mesmo preenchido com os movimentos relativos a esta situação.

RESPOSTA EEM

Dando cumprimento à nota sobre as regras contabilísticas do PPDA, anexa à acta da reunião realizada entre a EEM e a ERSE em 10/04/2007, onde se determina que os investimentos devem ser registados como tendo sido comparticipados, tratamento que também está previsto no art.º 19º das novas regras do PPDA, a EEM tem vindo a registar como passivo (proveitos diferidos - *subsídios a receber*) por contrapartida de ajustamento tarifário a execução orçamental do ano relativa ao PPDA.

Assim, o montante de 11.380 euros, contabilizado na rubrica de proveitos extraordinários, corresponde à amortização do proveito diferido referente ao valor do PPDA relativo aos imobilizados que em 31/12/2007 já se encontram em exploração. Este montante corresponde ao valor das amortizações do exercício das obras do PPDA incluídas na conta 66.

Uma vez que este montante se encontra registado no Quadro N11-15, em anexo enviamos o referido quadro preenchido com os movimentos relativos a esta situação.

Adicionalmente, e uma vez que só agora foi detectada esta situação, gostaríamos de salientar que o montante de 377.154 euros que consta no Quadro N11-15, relativo ao valor líquido do PPDA em 31/12/2007, inclui 117.871 euros de comparticipações do ano referentes a obras do PPDA que ficaram em curso e que a EEM considerou no cálculo dos proveitos permitidos de 2007, ou seja, deduziu-se 117.871 euros ao imobilizado líquido de 2007 prejudicando os proveitos da EEM em cerca de 9.430 euros.

NOVA QUESTÃO

O ficheiro “Anexo I - PPDA - Desagregação de custos(1)” refere que os custos com “formação em ambiente” (4 500€) e os custos com “remoção de apoios MT” (19 070€) são custos operacionais imputados ao investimento uma vez que se encontram preenchidos na coluna de TPE. Dado que nos quadros enviados pela EEM é possível esclarecer quais os montantes que foram considerados como investimento, solicita-se a confirmação de que os referidos custos são de exploração, encontrando-se incorrectamente preenchido o quadro do ficheiro mencionado anteriormente.

RESPOSTA EEM

A EEM confirma que o quadro do ficheiro “Anexo I - PPDA - Desagregação de custos” foi incorrectamente preenchido, uma vez que, os custos com “formação em ambiente” (4 500€) e os custos com “remoção de apoios MT” (19 070€), são de exploração e dizem respeito a acções realizadas em 2007 no âmbito do PPDA.

8.5.1.2 PROVEITOS EXTRAORDINÁRIOS – OUTROS

Na rubrica de Outros Proveitos Extraordinários encontram-se contabilizados 2 586 mil euros referentes à “reavaliação da convergência tarifária, ganhos na alienação de imobilizações e outros”. A Figura 1-1 apresenta a decomposição dos valores por actividade.

Figura 1-1 – Proveitos extraordinários

Unidade: 10³ EUR

Proveitos Extraordinários	AGS	DEE	CEE	EEM
Outros proveitos extraordinários	1.450	932	203	2.586

Solicita-se o esclarecimento da decomposição mencionada anteriormente, nomeadamente os “ganhos na alienação do imobilizado e os outros”, bem como a desagregação de cada natureza por nível de tensão das actividades de DEE e de CEE.

RESPOSTA EEM

De acordo com o documento, “*Descrição dos critérios de repartição das rubricas da Demonstração de Resultados da Contabilidade Analítica EEM 2007*”, oportunamente enviado à ERSE no *reporting* de 30 de Abril de 2008, o montante de 2.585.964 euros referente a outros proveitos extraordinários, foi repartido de acordo com os seguintes critérios:

- a. € 26.212 directamente alocados à distribuição, € 910 directamente alocados à produção e € 80 à comercialização, uma vez que dizem respeito a proveitos originados por estas áreas da EEM;

NOVA QUESTÃO

Qual a natureza dos proveitos mencionados anteriormente?

RESPOSTA EEM

O montante de 27.202 Euros, referente aos proveitos mencionados anteriormente tem a seguinte natureza:

- 25.843 Euros relativos a ganhos verificados em existências “Sobras”.
- 1.359 Euros relativos a correcções de exercícios anteriores.

b. € 1.861.917 referentes à reavaliação da convergência tarifária relativa ao período de 1998 a 2002 que são repartidos por cada uma das áreas (Produção, Transporte, Distribuição e Comercialização) na mesma proporção do montante registado na rubrica de Compensação Tarifária (1998-2002) em cada uma das áreas na respectiva Demonstração de resultados do ano anterior;

c. € 496.844 referentes a ganhos na alienação de imobilizado corpóreo (frota) que são repartidos por cada uma das áreas (Produção, Transporte, Distribuição e Comercialização) de acordo com a respectiva proporção de viaturas directamente alocáveis a cada uma das áreas;

d. € 200.000 directamente alocados à actividade de produção, uma vez que dizem respeito a proveitos originados por esta área da EEM, sendo repartido na mesma proporção do montante de custos com combustíveis alocados à Central Térmica da Vitória e à Central Térmica do Porto Santo na respectiva Demonstração de resultados.

Assim, a repartição destes montantes por actividade e nível de tensão foi a seguinte:

<i>Euros</i>								
Outros Proveitos extraordinários	AGS	DEE MT	DEE BT	DEE	CEE MT	CEE BT	CEE	EEM
Reavaliação da Convergência Tarifária (1998-2002)	1.218.435	217.112	285.451	502.563	14.092	126.827	140.919	1.881.917
Ganhos na alienação de imobilizado corpóreo (Antiga Frota EEM)	31.053	86.948	316.738	403.686	6.211	56.895	62.105	496.844
Contract payment da GALP	200.000	-	-	-	-	-	-	200.000
Outros	910	2.743	23.469	26.212	8	72	80	27.202
Total	1.450.398	306.803	625.658	932.461	20.310	182794	203.104	2.585.964

8.5.1.3 LICENÇAS DE CO₂

A nota 25 do Relatório e Contas apresenta uma cotação de 1,77 euros (por tonelada) para as 147 000 licenças de CO₂ adquiridas ao longo do ano de 2007. Esta cotação é um preço médio, caso a empresa tenha adquirido licenças ao longo do ano ou é referente a alguma data específica?

RESPOSTA EEM

A cotação de 1,77 euros reflecte o preço médio de várias aquisições de licenças de CO₂ ao longo do ano de 2007, algumas das quais para fazer face ao défice de 2006 (34.972 ao custo unitário de 4,621 euros).

No documento “Análise das demonstrações financeiras da Empresa de Electricidade da Madeira, S.A. para o ano de 2007”, a EEM refere como “outro custo operacional” o montante de 2 026 milhares de euros relativos a 350 845 licenças com uma cotação de 5,50 euros e 89 564 licenças com uma cotação de 1,08 euros. Solicita-se o esclarecimento do cálculo subjacente ao preço médio de 1,08 euros.

RESPOSTA EEM

Data Aq.	Quant.adquirida	Quant.a utilizar em 2007	Excesso adquirido	P.unit	Valor aquisição	Obs
08-01-2007	34.972	0	0	4,62	161.600,71	Para satisfazer défice de 2006, o qual estava provisionado.
08-01-2007	28	28	0	4,65	130,29 (*)	
07-02-2007	5.000	5.000	0	1,77	8.867,84 (*)	
12-02-2007	2.000	2.000	0	1,79	3.571,14 (*)	
16-02-2007	10.000	10.000	0	1,52	15.195,68 (*)	
16-02-2007	5.000	5.000	0	1,48	7.417,84 (*)	
19-02-2007	5.000	5.000	0	1,28	6.417,84 (*)	
21-02-2007	10.000	10.000	0	1,33	13.295,68 (*)	
16-04-2007	3.000	3.000	0	1,13	3.386,70 (*)	
17-04-2007	10.000	10.000	0	1,05	10.495,68 (*)	
17-04-2007	10.000	10.000	0	1,05	10.495,68 (*)	
18-04-2007	7.000	7.000	0	0,97	6.798,97 (*)	
27-04-2007	5.000	5.000	0	0,90	4.517,84 (*)	
27-06-2007	10.000	10.000	0	0,51	5.145,68 (*)	
18-10-2007	30.000	7.536	22.464	0,10	3.000,00	
Total	147.000	89.564	22.464	1,77	260.337,56	

Total	
Atribuídas	350.845
Emissões	440.409
Défice 2007	-89.564

Custo 2007 96.490,45 corresponde à soma dos valores (*) + 7.536 licenças adquiridas em 18.10.2007 ao preço de 0,10€
Custo unitário 1,08

Nota: O excesso adquirido em 2007 (22.464x0,10 = 2.246,40 euros), não foi considerado no cálculo dos proveitos permitidos de 2007.

8.5.1.4 OUTROS CUSTOS OPERACIONAIS - DESAGREGAÇÃO

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

Solicita-se o esclarecimento de se esta contabilização se mantém para o ano de 2007. Em caso afirmativo, qual o custo contabilizado na CEE por nível de tensão?

RESPOSTA EEM

Como se pode constatar, no 2º Relatório de Progresso (Julho de 2007 a Março de 2008) relativo à execução do Plano de Promoção da Eficiência Energética de instalação de equipamentos de iluminação eficientes para o segmento residencial, bem como, no 2º Relatório de Progresso relativo ao segmento do comércio e serviços na Região Autónoma da Madeira, enviados à Entidade Reguladora, o montante realizado em 2007 referente ao PPEC, ascendeu a:

	<i>Euros</i>
Segmento de Comércio e Serviços	32.715,27
Segmento Residencial	35.053,96
Realização total do PPEC em 2007	67.769,23

Este montante, consideravelmente inferior ao projectado pela Empresa para o processo de fixação de tarifas para 2008, deve-se aos atrasos verificados na preparação do sistema informático de suporte às medidas, bem como às restrições de disponibilidade para formação dos intervenientes e ainda a

algumas questões logísticas. Desta forma não foi possível cumprir até 31 de Dezembro o planeamento previsto em ambas as medidas.

Relativamente ao seu registo contabilístico e como se pode verificar nos referidos documentos, este foi efectuado da seguinte forma:

	<i>Euros</i>		
	CEE MT	CEE BT	Total CEE
Fornecimentos de Serviços Externos	6.487	58.386	64.873
Custos com Pessoal	290	2.607	2.896
Realização total do PPEC em 2007	6.777	60.992	67.769

8.5.1.5 DIREITOS DE PASSAGEM

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

RESPOSTA EEM

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

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

8.5.2 TAXA MÉDIA DE JURO ANUAL DA EEM EM 2005, 2006 E 2007

As Taxas médias de juro anuais da EEM verificadas nos anos de 2005, 2006 e 2007 foram as seguintes:

2005 – 4,31%

2006 – 4,28%

2007 – 5,34%

8.5.3 PEDIDO ADICIONAL

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

8.5.3.1 RATING DA DÍVIDA DA EEM**RESPOSTA EEM**

Relativamente à notação de rating da EEM, atribuída pela Moody's, importa referir que se encontra sob revisão sendo que neste momento ainda é de **A1 negative Outlook**. Muito provavelmente vai passar ainda durante este ano para **A3**, ou seja, dois notches abaixo da notação actual. Esta nossa previsão de descida de rating fundamenta-se nos rácios financeiros que a EEM actualmente apresenta.

8.5.3.2 ACTUALIZAÇÃO DA CARACTERIZAÇÃO DOS EMPRÉSTIMOS BANCÁRIOS EXISTENTES NA EMPRESA ACTUALMENTE**RESPOSTA EEM**

A EEM respondeu à questão solicitada.

8.5.4 FORNECIMENTOS DE ENERGIA ELÉCTRICA

Qual a justificação para a queda de cerca de 4% verificada nos fornecimentos de energia eléctrica aos domésticos entre 2006 e 2007, conduzindo a um crescimento bastante reduzido dos fornecimentos em BT?

Unidade: MWh

	2006	2007	2007/2006
Fornecimentos SEPM	833.402	839.749	0,8%
MT	168.580	174.349	3,4%
BT	664.822	665.400	0,1%
Domésticos	264.503	254.107	-3,9%
Indústria	29.067	31.229	7,4%
Iluminação Pública	69.685	78.548	12,7%
Outros	301.566	301.516	-0,02%

RESPOSTA EEM

Analisando retrospectivamente os dados relativos à evolução da facturação total e dos clientes domésticos no SEPM, verifica-se que, tradicionalmente, o crescimento do consumo dos clientes domésticos fica 1 a 2 pontos percentuais aquém da evolução global do consumo de energia eléctrica, conforme se infere no quadro abaixo. Todavia, em 2006, o consumo de energia no segmento doméstico foi superior em 2,5 pontos percentuais ao verificado no total dos fornecimentos do SEPM. Já em 2007, verificamos um crescimento global do consumo de 0,8% e uma evolução do consumo doméstico de -3,9%, quando seria expectável uma evolução próxima de zero. Assim, parece que o ano de 2007 repõe uma tendência histórica, corrigindo um desvio observado em 2006.

No entanto, é importante reter que o processo de reestruturação dos serviços comerciais da EEM arrancou em Março de 2006, com a nova ferramenta de suporte à área comercial denominada IS-U (Industry Solution for Utilities) da SAP.

A reformulação dos sistemas de informação na área comercial, introduziu a necessidade de revisão de processos e procedimentos, ajustando-os à nova ferramenta informática, implicando, nomeadamente, a revisão/alteração de: processos comerciais, ciclo de leituras, ciclo de facturação, metodologia de cálculo de médias, entre outros, o que, naturalmente, introduziu alguma perturbação/alteração na estrutura de facturação/consumo dos clientes da EEM.

Na realidade, apesar de o sistema SAP ISU ter entrado em funcionamento em Março de 2006, não foi possível implementar, desde logo, todas as revisões/procedimentos anteriormente referidos, sendo que ainda no ano de 2006, foram testados e validados processos/procedimentos que entraram em “produtivo”, ou, no final desse ano, ou, no início de 2007, o que implicou que muitos dos “impactos” ocorressem em 2007. Tome-se, como exemplo, o procedimento de metodologia de cálculo e ajuste de médias: o sistema informático anterior não permitia a devolução automática e imediata dos kWh’s resultantes de estimativas mensais acima do consumo real, obtido a partir das leituras dos contadores, sendo que, com a implementação do sistema SAP ISU foi possível adoptar esse procedimento.

Finalmente, permita-me retomar o tema do anterior pedido de esclarecimentos sobre os financiamentos da EEM. Na resposta que elaborámos acabámos por não mencionar que as instituições financeiras estão permanentemente a pressionar-nos no sentido de rever em alta os spreads das operações de financiamento, pelas razões que advêm das dificuldades que a banca enfrenta para obter fundos no mercado interbancário. Assim, os 60 bps de spread médio que apresentámos para os cerca de 100 milhões de Euros de financiamento em conta corrente caucionada não serão, seguramente, possíveis de manter até ao final do ano.

8.5.5 TAXA DE IRC

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

RESPOSTA EEM

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

8.5.6 PRÉMIOS DE DESEMPENHO

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

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

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

RESPOSTA EEM

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

ANEXOS

ANEXO I
- PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA REN

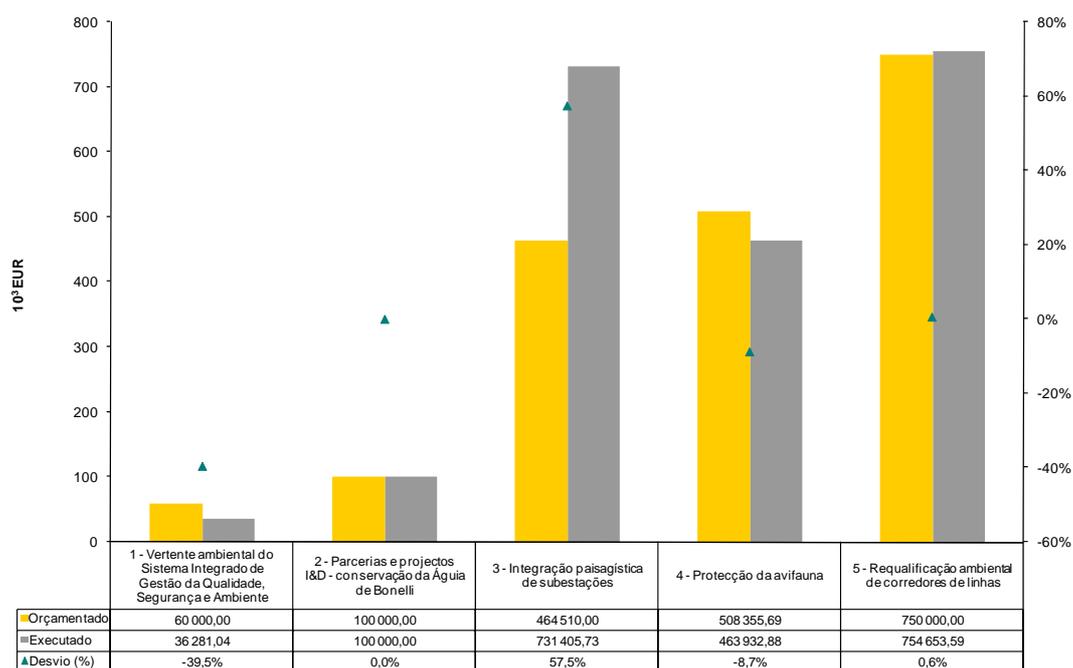
I. PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA REN

A. EXECUÇÃO ORÇAMENTAL

No quadro e figura seguintes sintetiza-se a execução orçamental verificada em 2007.

Unidade: EUR

Medida	Orçamentado	Executado	Desvio	Desvio (%)
1 - Vertente ambiental do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Segurança e Ambiente	60 000,00	36 281,04	-23 718,96	-39,5%
2 - Parcerias e projectos I&D - conservação da Água de Bonelli	100 000,00	100 000,00	0,00	0,0%
3 - Integração paisagística de subestações	464 510,00	731 405,73	266 895,73	57,5%
4 - Protecção da avifauna	508 355,69	463 932,88	-44 422,81	-8,7%
5 - Requalificação ambiental de corredores de linhas	750 000,00	754 653,59	4 653,59	0,6%
Total	1 882 865,69	2 086 273,24	203 407,55	10,8%



Verifica-se que, no total, a execução orçamental foi ligeiramente superior ao orçamento previsto (desvio global de 10,8%), embora se tenham verificado desvios significativos em alguns dos programas.

B. ANÁLISE DE CADA MEDIDA

De seguida apresenta-se uma ficha de avaliação para cada medida. Para além de uma análise descritiva, é efectuada uma apreciação qualitativa da forma como decorreu a medida.

MANUTENÇÃO DA VERTENTE AMBIENTAL DO SISTEMA INTEGRADO DE GESTÃO DA QUALIDADE, SEGURANÇA E AMBIENTE

Objectivo	- Manter operacional e melhorar a vertente ambiental do sistema integrado de gestão da qualidade, segurança e ambiente - Manter a certificação pela norma NP EN ISO14001:2004
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- Manutenção do sistema de gestão - 9 auditorias internas (apresentado o plano) - Auditoria de acompanhamento pela APCER tendo sido mantida a certificação (apresentado o relatório de auditoria) - Formação em ambiente aos colaboradores da REN - Comunicação ambiental - Relatório de Sustentabilidade de acordo com as directrizes da Global Reporting Initiative (GRI), incluindo uma versão síntese em inglês; brochura sobre a execução do PPDA em 2006 - Início de aplicação de uma nova metodologia de avaliação da significância de impactes ambientais
Indicadores de realização	- "Taxa de concretização do plano de actividades" = 27% - "Cumprimento do programa anual de auditorias" = 90% - "Manutenção da certificação" - OK
Indicadores de eficiência	(não definido)
Orçamento (EUR)	60 000,00
Custo (EUR)	36 281,04
Custo MAT (EUR)	20 317,38
Custo AT (EUR)	15 963,66
Desvio (%)	-39,5%
Tarifas 2009 (EUR)	36 281,04
Apreciação	Em algumas das sub-actividades verificaram-se desvios positivos, designadamente por ter sido aumentada a tiragem do Relatório de Sustentabilidade, efectuada a brochura sobre os PPDA (não programada) e por ter sido mais reduzida a utilização de consultoria. Relativamente a anos anteriores, a REN apresentou mais elementos anexos ao relatório de execução sobre o SIQAS, facto que se considera importante e positivo. A baixa taxa de concretização do plano de actividades do SIQAS deve-se ao facto deste plano ser plurianual e muitas das actividades só terminarem em 2008, bem como ao processo de reestruturação na empresa com a integração do gás natural.
Apreciação global	Positiva

PARCERIAS E PROJECTOS I&D - CONSERVAÇÃO DA ÁGUA DE BONELLI

Objectivo	Minimizar o impacte ambiental sobre a população de água de Bonelli associado ao desenvolvimento da rede de transporte
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida. A REN afirma que não estão incluídos os procedimentos obrigatórios associados à avaliação de impacte ambiental
Acções efectuadas	Acções realizadas no âmbito do protocolo REN/CEAI: workshop, estudo sobre abundância de presas domésticas para a água de Bonelli, monitorização da população da água de Bonelli; compra/arrendamento de terrenos habitat da água de modo a controlar os factores que a ameaçam; levantamento das escolas onde serão feitas acções de sensibilização
Indicadores de realização	- "Cumprimento dos prazos e objectivos do estudo" = 100%
Indicadores de eficiência	(não definido)
Orçamento (EUR)	100.000,00
Custo (EUR)	100.000,00
Custo MAT (EUR)	100.000,00
Custo AT (EUR)	0,00
Desvio (%)	0,0%
Tarifas 2009 (EUR)	100.000,00
Apreciação	Foram atingidos os objectivos pretendidos. A REN apresentou um relatório de actividades elaborado pelo CEAI.
Apreciação global	Positiva

INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DE SUBESTAÇÕES

Objectivo	- Integrar no meio três subestações (Palmela, Fernão Ferro, Custóias) por motivos patrimoniais, sociais ou naturais.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Ações efectuadas	- Concluídos os trabalhos de integração paisagística das três subestações.
Indicadores de realização	- "Taxa de concretização do plano de integração" = 157% - "Cumprimento dos prazos do projecto" = 100% - "Registo fotográfico" - realizado - "Grau de satisfação das partes interessadas" - ainda não efectuado. Enviadas cartas para as autarquias, mas não foram recebidas respostas.
Indicadores de eficiência	€/m ² - 3,17
Orçamento (EUR)	464 510,00
Custo (EUR)	731 405,73
Custo MAT (EUR)	409 587,21
Custo AT (EUR)	321 818,52
Desvio (%)	57,5%
Tarifas 2009 (EUR)	731 405,73
Apreciação	A acção de monitorização em curso à intervenção em Palmela, a concluir muito em breve, permitirá uma melhor caracterização dos méritos ambientais associados a este tipo de intervenções. A justificação para o aumento de custos (previsão em baixa na fase de projecto) é insuficiente, uma vez que a REN teve oportunidade de corrigir esta situação no momento em que apresentou novos orçamentos para 2007 e 2008, no âmbito do pedido de reafecção de custos efectuado no início de 2007. O registo fotográfico apresentado poderia ser enriquecido caso as fotografias fossem devidamente explicadas.
Apreciação global	Média

PROTECÇÃO DA AVIFAUNA

Objectivo	Minimizar o impacte da rede de transporte na avifauna.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- Controlo da nidificação da cegonha branca - instalados 377 dispositivos dissuasores de poiso, 183 plataformas de nidificação, transferidos 128 ninhos e feitas rondas de helicóptero. - Sinalização de linhas - Linha Palmela - Ermidas e Linha Ermidas - Ferreira do Alentejo (linhas de 1ª e 2ª prioridade identificadas no Protocolo REN/ICN).
Indicadores de realização	- "Relatório para o ICNB" - OK - "Diminuição da taxa de incidentes" - a taxa diminuiu para 0,04 - "Cumprimento prazos para a sinalização de linhas" - 100% - "Diminuição da taxa de mortalidade" - não calculado
Indicadores de eficiência	- "Custo de intervenções tipo" - 212,79 €/plataforma; 229,55 €/dissuasor; 144,46€/transferência ninho; 220,46 €/acção (custo global) - "Custo de sinalização de linhas" - 6 270,54 €/km
Orçamento (EUR)	508.355,69
Custo (EUR)	463.932,88
Custo MAT (EUR)	463.932,88
Custo AT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-8,7%
Tarifas 2009 (EUR)	463.932,88
Apreciação	No geral foram cumpridos os objectivos traçados para o plano, com excepção da monitorização prevista que continua a aguardar reacção do ICNB à proposta da REN (daí não ter sido possível calcular o indicador relativo à taxa de mortalidade). Os custos unitários verificados são inferiores aos de 2006.
Apreciação global	Positiva

REQUALIFICAÇÃO AMBIENTAL DE CORREDORES DE LINHAS

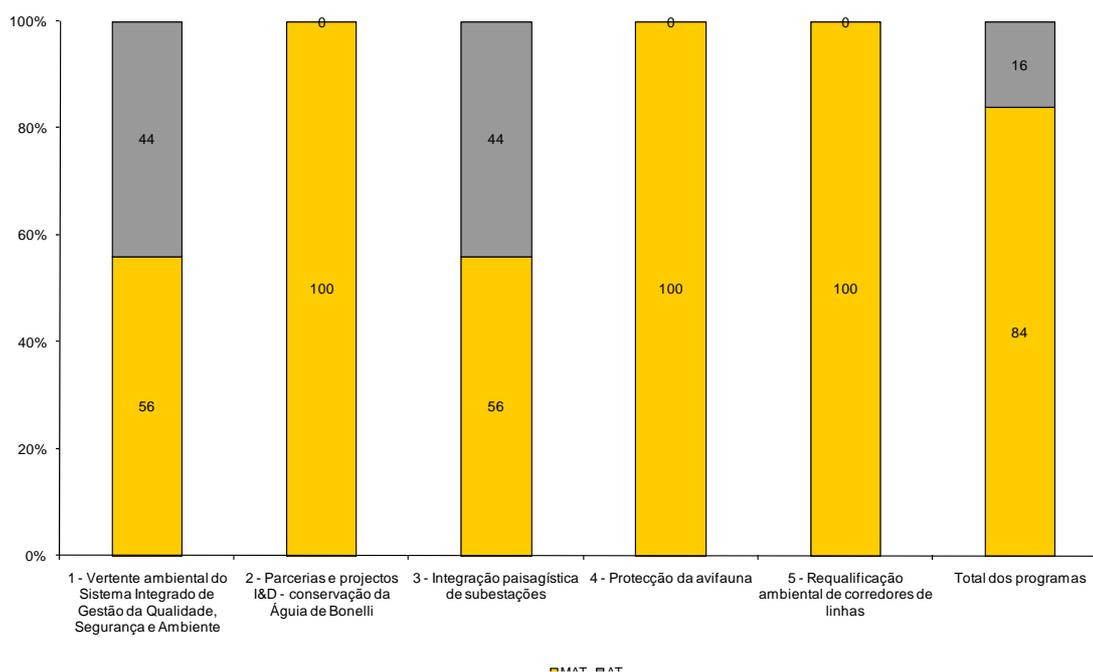
Objectivo	Diminuir o impacte paisagístico provocado por linhas que ficam fora de serviço.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida (a REN pode optar por manter o corredor de linhas, desde que faça a respectiva conservação).
Ações efectuadas	Desmontados cerca de 55 km da Linha Palmela - Ferreira do Alentejo.
Indicadores de realização	- "Taxa de concretização do plano de desmontagem" - 100% - "Cumprimento dos prazos dos projectos" - 100% - "Registo fotográfico" - OK - "Grau de satisfação das partes interessadas" - não efectuado
Indicadores de eficiência	€/km = 13 829,09 (linha simples)
Orçamento (EUR)	750.000,00
Custo (EUR)	754.653,59
Custo MAT (EUR)	754.653,59
Custo AT (EUR)	0,00
Desvio (%)	0,6%
Tarifas 2009 (EUR)	754.653,59
Apreciação	O benefício ambiental encontra-se bem documentado com fotografias comparativas da situação antes e depois das intervenções. O custo unitário de desmontagem foi inferior ao verificado o ano passado.
Apreciação global	Positiva

C. CUSTOS POR NÍVEL DE TENSÃO

A distribuição dos custos verificados por nível de tensão é apresentada no quadro seguinte.

Medida	Unidade :EUR		
	MAT	AT	Total
1 - Vertente ambiental do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Segurança e Ambiente	20 317,38	15 963,66	36 281,04
2 - Parcerias e projectos I&D - conservação da Água de Bonelli	100 000,00	0,00	100 000,00
3 - Integração paisagística de subestações	409 587,21	321 818,52	731 405,73
4 - Protecção da avifauna	463 932,88	0,00	463 932,88
5 - Requalificação ambiental de corredores de linhas	754 653,59	0,00	754 653,59
TOTAL	1 748 491,06	337 782,18	2 086 273,24

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição, em termos relativos, dos custos por nível de tensão.



D. CUSTOS A CONSIDERAR NAS TARIFAS DE 2009

Na globalidade considera-se que a execução verificada está suficientemente justificada. Os objectivos estabelecidos para o PPDA foram, na generalidade das situações, atingidos e encontram-se suficientemente demonstrados.

Deste modo, aceitam-se os custos de 2007 apresentados pela REN para efeitos tarifários na sua totalidade, conforme apresentado no quadro seguinte.

Medida	Unidade :EUR			Aceitação (%)
	MAT	AT	Total	
1 - Vertente ambiental do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Segurança e Ambiente	20 317,38	15 963,66	36 281,04	100
2 - Parcerias e projectos I&D - conservação da Águia de Bonelli	100 000,00	0,00	100 000,00	100
3 - Integração paisagística de subestações	409 587,21	321 818,52	731 405,73	100
4 - Protecção da avifauna	463 932,88	0,00	463 932,88	100
5 - Requalificação ambiental de corredores de linhas	754 653,59	0,00	754 653,59	100
TOTAL	1 748 491,06	337 782,18	2 086 273,24	100

E. REAFECTAÇÃO DE VERBAS

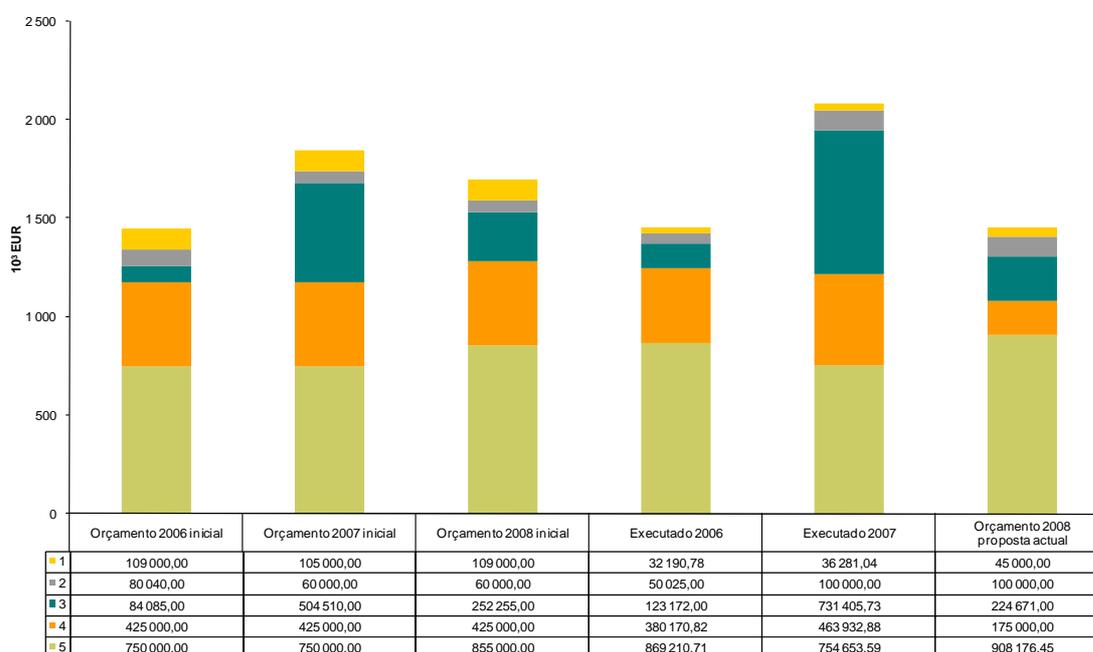
O Regulamento Tarifário (RT) prevê que as empresas possam solicitar a reafecção de verbas entre programas e entre anos do mesmo PPDA.

A REN apresentou o pedido de reafecção de custos antes de apresentar o Relatório de Execução de 2007. No quadro seguinte apresentam-se os valores inicialmente previstos no PPDA, os valores verificados em 2006 e 2007 e o orçamento proposto pela REN para 2008.

Unidade: EUR

Medida	Orçamento 2006 inicial	Orçamento 2007 inicial	Orçamento 2008 inicial	Executado 2006	Executado 2007	Orçamento 2008 proposta actual
1	109 000,00	105 000,00	109 000,00	32 190,78	36 281,04	45 000,00
2	80 040,00	60 000,00	60 000,00	50 025,00	100 000,00	100 000,00
3	84 085,00	504 510,00	252 255,00	123 172,00	731 405,73	224 671,00
4	425 000,00	425 000,00	425 000,00	380 170,82	463 932,88	175 000,00
5	750 000,00	750 000,00	855 000,00	869 210,71	754 653,59	908 176,45
Total	1 448 125,00	1 844 510,00	1 701 255,00	1 454 769,31	2 086 273,24	1 452 847,45

Medida	Efectuado no ano de 2006	Efectuado no ano de 2007	Proposta para o ano de 2008
1	32 190,78	36 281,04 €	45 000,00 €
2	50 025,00	100 000,00 €	100 000,00 €
3	123 172,00	731 405,73 €	224 671,00 €
4	380 170,82	463 932,88 €	175 000,00 €
5	869 210,71	754 653,59 €	908 176,45 €
Total	1 454 769,31 €	2 086 273,24 €	1 452 847,45 €
Total do período regulatório 2006-08	4 993 890,00 €		



Analisando as diversas medidas verifica-se que a reafecção solicitada, e tendo também em consideração a reafecção aprovada o ano passado, não implica uma alteração significativa da estrutura do PPDA. A alteração mais significativa relaciona-se com o aumento de custos verificados na

integração paisagística de subestações, quando comparado com o orçamentado, tendo a REN já informado que o orçamento tinha sido incorrectamente executado.

Acresce ainda que a redução verificada atenua o aumento solicitado por outras empresas.

Deste modo, aceita-se a reafecção solicitada, tendo sido orçamentadas para 2008 as verbas incluídas no quadro seguinte.

Unidade: EUR	
Medida	Orçamento 2008
1 - Vertente ambiental do Sistema Integrado de Gestão da Qualidade, Segurança e Ambiente	45 000,00
2 - Parcerias e projectos I&D - conservação da Águia de Bonelli	100 000,00
3 - Integração paisagística de subestações	224 671,00
4 - Protecção da avifauna	175 000,00
5 - Requalificação ambiental de corredores de linhas	908 176,45
Total	1 452 847,45

ANEXO II

- PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EDP DISTRIBUIÇÃO

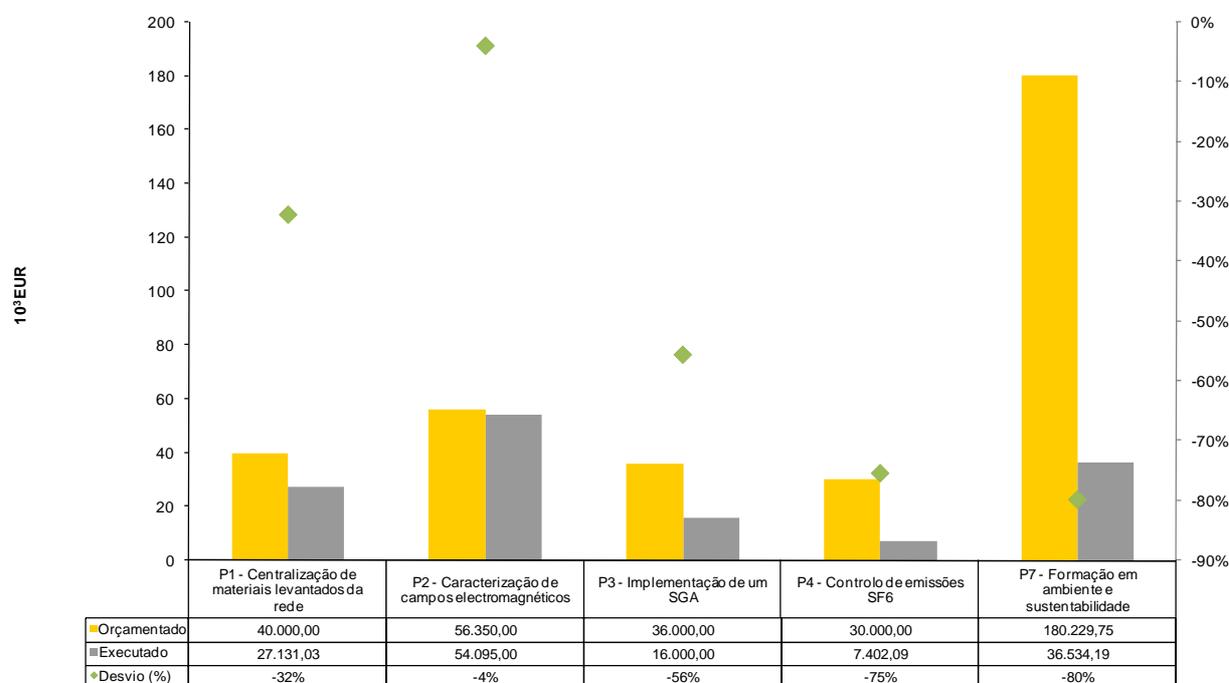
II. PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EDP DISTRIBUIÇÃO

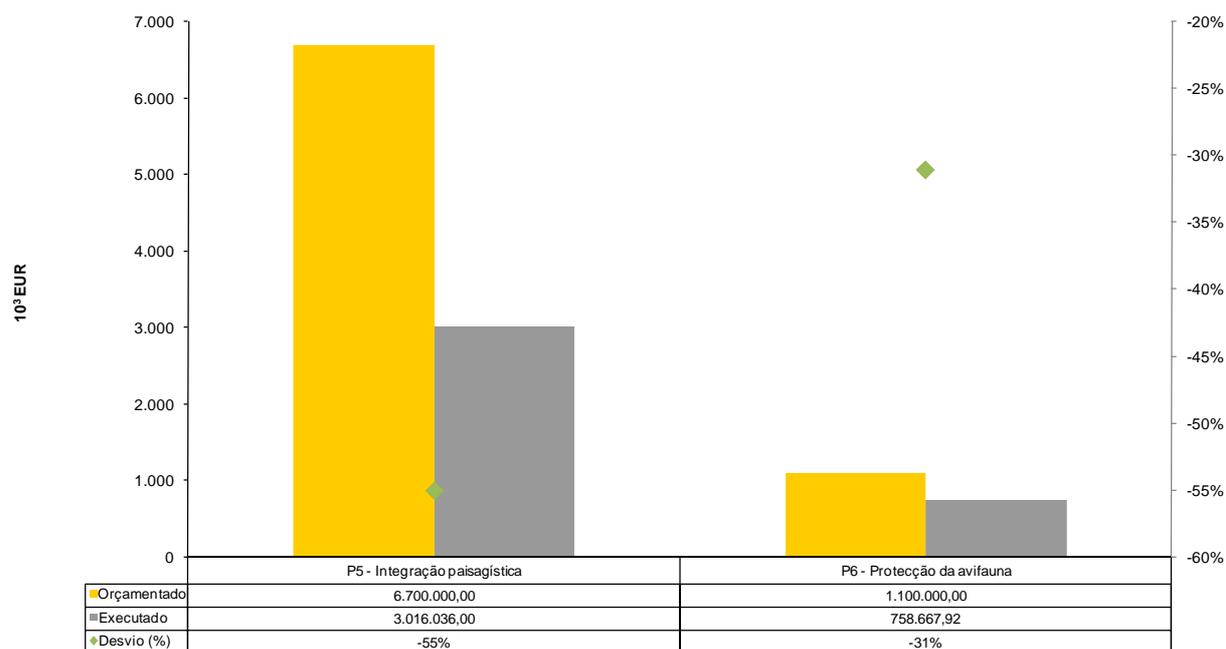
A. EXECUÇÃO ORÇAMENTAL

No quadro e figuras seguintes sintetiza-se a execução orçamental verificada em 2007. Optou-se por separar a apresentação dos gráficos referentes às medidas P5 e P6 de forma a permitir uma melhor percepção das dimensões envolvidas.

Unidade: EUR

Programa	Orçamentado	Executado	Desvio	Desvio (%)
P1 - Centralização e parqueamento de materiais levantados da rede, potenciais resíduos da actividade da distribuição de energia eléctrica	40.000,00	27.131,03	-12.868,97	-32,2%
P2 - Caracterização de campos electromagnéticos	56.350,00	54.095,00	-2.255,00	-4,0%
P3 - Implementação de um SGA	36.000,00	16.000,00	-20.000,00	-55,6%
P4 - Controlo de emissões SF ₆	30.000,00	7.402,09	-22.597,91	-75,3%
P5 - Integração paisagística	6.700.000,00	3.016.036,00	-3.683.964,00	-55,0%
P6 - Protecção da avifauna	1.100.000,00	758.667,92	-341.332,08	-31,0%
P7 - Formação em ambiente e sustentabilidade	180.229,75	36.534,19	-143.695,56	-79,7%
Total	8.142.579,75	3.915.866,23	-4.226.713,52	-51,9%





Em termos globais, verifica-se uma execução de apenas 48,1% do montante orçamentado para 2007, com desvios mais significativos nos programas P3, P4, P5 e P7.

A. ANÁLISE DE CADA PROGRAMA

De seguida apresenta-se uma ficha de avaliação para cada programa. Para além de uma análise descritiva, é efectuada uma apreciação qualitativa da forma como decorreu o programa.

P1 – CENTRALIZAÇÃO E PARQUEAMENTO DE MATERIAIS LEVANTADOS DA REDE, POTENCIAIS RESÍDUOS DA ACTIVIDADE DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Objectivo	- Organizar os circuitos de materiais levantados da rede no sentido de diminuir o risco de dispersão e deposição de resíduos em locais inadequados. - Criar condições adequadas para armazenamento nos locais de concentração.
Voluntário?	Sim. De acordo com a lei o produtor de resíduos é responsável pela sua gestão. No entanto, a EDP Distribuição informou a ERSE que a aplicação da lei à EDP Distribuição é complexa, dado o tipo de actividade, não concentrada num sítio industrial. As entidades competentes na matéria tendem a considerar o material um resíduo somente quando dá entrada no armazém e é classificado como tal.
Ações efectuadas	- Centro Logístico de Ambiente (CLA) de Olho de Boi (Abrantes): empreitada adjudicada em 2007. Trabalhos iniciados em Outubro de 2007, prevê-se conclusão até final do 1º semestre de 2008. - CLA de Loulé (Algarve): empreitada projectada e concluída em 2007
Indicadores de realização	- N.º de instalações criadas = 1 - N.º de instalações adaptadas = 0
Indicadores de eficiência	(não definido)
Orçamento (EUR)	40.000,00
Custo (EUR)	27.131,03
Custo AT (EUR)	8.139,31
Custo MT (EUR)	10.852,41
Custo BT (EUR)	8.139,31
Desvio (%)	-32,2%
Tarifas 2009 (EUR)	27.131,03
Apreciação	O desvio encontrado é justificado pela realização das obras a um custo inferior ao orçamentado e pelo facto de parte dos custos ocorridos em 2007 terem sido facturados em 2008. O cumprimento da medida melhorou em relação a anos anteriores, tendo faltado, no entanto, maior precisão na orçamentação.
Apreciação global	Média

P2 – CARACTERIZAÇÃO DE INSTALAÇÕES ELÉCTRICAS TIPO ADSTRITAS À DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA, NO ÂMBITO DOS CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

Objectivo	<ul style="list-style-type: none"> - Caracterizar os campos electromagnéticos associados a instalações tipo (postos de seccionamento, subestações, postos de transformação, linhas a diferentes níveis de tensão). - Verificar o cumprimento das recomendações em vigor sobre campos electromagnéticos. - Assegurar mecanismos de informação e transparência junto das partes interessadas, fomentando uma cultura de confiança.
Voluntário?	Sim
Acções efectuadas	<ul style="list-style-type: none"> - Em Agosto de 2007 o grupo de trabalho para os campos electromagnéticos - GTCEM - definiu a amostra de instalações tipo a monitorizar. Atribuída a monitorização por sonda dos campos eléctrico e magnético à empresa Labeltec. Medições realizadas de Setembro de 2007 a Dezembro de 2007, faltando apenas monitorizar 3 das 22 instalações previstas. - Projecto Coimbra Saúde-EMF: Este projecto visa o estudo dos campos electromagnéticos associados a linhas de AT e MT na proximidade de escolas do concelho de Coimbra. Está prevista a obtenção de um mapa eléctrico e magnético. Início em 15 de Março de 2007, duração de 13 meses. Medições começaram em Janeiro de 2008. - Projecto CEMBF Saúde Pública e Linhas de AT: Levantamento actualizado do conhecimento dos estudos epidemiológicos e trabalhos de natureza laboratorial que têm sido acompanhados pela OMS. Este estudo foi realizado por um docente do IST. A EDP apresentou o relatório: "Campos ElectroMagnéticos, Saúde Pública e linhas de Alta Tensão".
Indicadores de realização	<ul style="list-style-type: none"> - Período de realização do estudo GTCEM: previsto = 1º semestre; verificado = 1º e 2º semestre Período de realização dos estudos Coimbra Saúde-EMF e CEMBF: previsto = não definido; verificado = 1º e 2º semestre
Indicadores de eficiência	<ul style="list-style-type: none"> - Custos médios unitários de medição: Subestação = 4000€; Linha subterrânea = 450€; Linha aérea = 900€; PT = 890€; Armário de BT = 180€
Orçamento (EUR)	56.350,00
Custo (EUR)	54.095,00
Custo AT (EUR)	46.076,00
Custo MT (EUR)	8.019,00
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-4,0%
Tarifas 2009 (EUR)	54.095,00
Apreciação	A medida foi cumprida quase integralmente tendo tido um desvio muito pequeno relativamente ao valor orçamentado. Os estudos realizados contribuem, com a sua qualidade, para o conhecimento público e a correcta divulgação deste assunto junto dos consumidores e da população em geral.
Apreciação global	Positiva

P3 – IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE GESTÃO AMBIENTAL (SGA) NA EDP DISTRIBUIÇÃO

Objectivo	- Desenvolver um sistema de gestão ambiental de acordo com a norma ISO14001:2004 e obter a sua certificação.
Voluntário?	Sim
Acções efectuadas	- Levantamento no terreno e execução do diagnóstico ambiental no 1º trimestre de 2007. Entrega do relatório final pelo consultor em Maio de 2007. - No final de 2007, foi aprovada uma proposta de trabalhos e definida a metodologia e âmbito do SGA (60 subestações, numa primeira fase), cuja implementação teve início em Janeiro de 2008.
Indicadores de realização	- Período de realização do diagnóstico ambiental: previsto = não definido; realizado = 1º semestre - Período de realização de planeamento e implementação do SGA: previsto = 2º semestre; realizado = 2º semestre - Período de realização do processo de certificação do SGA: previsto = 2º semestre; realizado = não definido;
Indicadores de eficiência	(Não definido)
Orçamento (EUR)	36.000,00
Custo (EUR)	16.000,00
Custo AT (EUR)	16.000,00
Custo MT (EUR)	0,00
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-55,6%
Tarifas 2009 (EUR)	16.000,00
Apreciação	O atraso verificado em 2006 começou, em 2007, a ser compensado, verificando-se que o processo já está em curso, não se prevendo novos atrasos. A realização do diagnóstico ambiental e consequente identificação dos aspectos a melhorar é um aspecto positivo a salientar. O desvio orçamental identificado deve-se à realização a um custo inferior ao orçamentado. A dificuldade de previsão de custos nesta tarefa é compreensível dada a dimensão da empresa. De referir, porém, que esta deverá, com a experiência adquirida, conseguir apresentar orçamentos mais exactos.
Apreciação global	Média

P4 – CONTROLO DE EMISSÕES DE SF₆

Objectivo	- Inventariação sistemática das quantidades de SF ₆ existentes nos equipamentos da rede. - Implementação de medidas e práticas para a minimização de fugas de SF ₆ .
Voluntário?	Sim
Acções efectuadas	- Continua em curso a aquisição de equipamentos para manuseamento e controlo de SF ₆ . Dificuldades relacionadas com o processo de encomenda dos equipamentos têm atrasado o seu fornecimento, tendo contudo já sido recepcionada em 2007 uma parte dos equipamentos. - Por solicitação da Agência Portuguesa do Ambiente (APA) foi estimada a quantidade de SF ₆ emitida em 2006 pela empresa. - Tem vindo a ser feita a harmonização do sistema SAP-PM com as necessidades de registo de fugas de SF ₆ .
Indicadores de realização	- Período de realização da inventariação de SF ₆ em equipamento em serviço: previsto = 1º semestre; realizado = 2º semestre - Nº de equipamentos adquiridos para avaliação e recuperação de SF ₆ : 4 - Período de realização associado à adequação dos sistemas corporativos: previsto = 1º semestre; realizado = 2º semestre
Indicadores de eficiência	€/kg SF ₆ ; kg/ano SF ₆ - Os equipamentos adquiridos em 2007 não permitem ainda contabilizar os indicadores de eficiência, uma vez que constituem apenas acessórios dos equipamentos encomendados.
Orçamento (EUR)	30.000,00
Custo (EUR)	7.402,09
Custo AT (EUR)	7.402,09
Custo MT (EUR)	0,00
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-75,3%
Tarifas 2009 (EUR)	7.402,09
Apreciação	O principal atraso verificado continua a ser devido a dificuldades na aquisição dos equipamentos. Estes atrasos não estão devidamente justificados. O atraso na actualização do sistema de inventariação do SF ₆ deveu-se à existência de um número significativo de equipamentos cujas características não permitem identificar a quantidade de SF ₆ associada aos mesmos e cuja identificação e leitura no terreno se revelou mais complicada do que o previsto.
Apreciação global	Negativa

P5 – INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DE INFRAESTRUTURAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Objectivo	- Integrar no meio, motivado por razões patrimoniais, sociais ou naturais, as instalações da rede de distribuição (linhas, subestações e postos de transformação).
Voluntário?	Sim
Ações efectuadas	- Realização de acções do seguinte tipo: passagem de linha aérea a subterrânea; desmontagem de linha aérea; desvio de linhas áreas; alterações de PT e subestações; substituição de PT. - Realização de 112 intervenções (AT - 13; MT - 63; BT - 36), sendo a intervenção mais frequente a passagem de linha área a subterrânea
Indicadores de realização	(ver quadro auxiliar)
Indicadores de eficiência	(ver quadro auxiliar)
Orçamento (EUR)	6.700.000,00
Custo (EUR)	3.016.036,00
Custo AT (EUR)	1.247.999,00
Custo MT (EUR)	1.272.110,00
Custo BT (EUR)	495.927,00
Desvio (%)	-55,0%
Tarifas 2009 (EUR)	3.016.036,00
Apreciação	<p>O desvio na execução deste programa é justificado pela empresa pelos seguintes factores:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Dificuldades na utilização do Sistema de Contabilidade Ambiental (SCA) devido à reestruturação da empresa, o que levou a que existissem obras que, apesar de realizadas, os seus custos não foram incluídos no PPDA. - Dificuldades associadas à caracterização e fundamentação de obras que simultaneamente serviam objectivos do Plano de Melhoria de Qualidade, isto é, o facto de poderem servir os dois planos (PMQST e PPDA) condicionou à partida a identificação e individualização de obras para efeitos de PPDA. - Condicionantes legais que limitam a identificação de obras voluntárias com cabimento no PPDA. <p>As fotografias demonstrativas dos benefícios ambientais são mais esclarecedoras do que as do ano anterior mas podem ainda melhorar.</p> <p>A comparação dos valores dos indicadores de 2007 com os de 2006 é algo de positivo e que valoriza o relatório apresentado. A alteração verificada dos valores dos indicadores pode estar associada ao facto de terem sido concluídas mais obras em 2007 (72% do total realizado) do que em 2006 (24% do total realizado).</p>
Apreciação global	Média

Indicadores de realização

	Número de obras			
	AT	MT	BT	TOTAL
Passagem LA a LS existente	7	47	20	74
Passagem LA a LS projecto	2			2
Desmontagem de LA	4	3	4	11
Desvio de LA existente			1	1
Desvio de LA projecto				0
Alteração de PT/SE existente		5		5
Alteração de PT/SE projecto				0
Substituição de PT/SE		8	11	19
TOTAL	13	63	36	112

Notas:

LA - Linha aérea; LS - linha subterrânea; PT - posto de transformação; SE - subestação

Indicadores de eficiência

	AT		MT		BT	
	€/km	€/intervenção	€/km	€/intervenção	€/km	€/intervenção
Passagem LA a LS existente	327.811,00		42.092,00		62.553,00	
Passagem LA a LS projecto						
Desmontagem de LA	19.107,00		5.731,00		16.521,00	
Desvio de LA existente					13.867,00	
Desvio de LA projecto						
Alteração de PT/SE existente				4.957,00		
Alteração de PT/SE projecto						
Substituição de PT/SE				10.788,00		31.255,00

Notas:

LA - Linha aérea; LS - linha subterrânea; PT - posto de transformação; SE - subestação

P6 – PROTECÇÃO DA AVIFAUNA

Objectivo	Minimizar o impacte da rede de distribuição na avifauna.
Voluntário?	Sim
Acções efectuadas	<p>1 - Protocolo Avifauna II:</p> <p>A- Estudos:</p> <p>i) Estudo da eficácia de medidas minimizadoras - dos 100 km previstos foram monitorizados 70 km</p> <p>ii) Estudo da eficácia de medidas minimizadoras que resultaram de parecer do ICN - dos 75 km previstos, foram monitorizados 70 km</p> <p>iii) Actualização do estudo de Impacte de linhas de MT e AT na avifauna - dos 60 km identificados, foram prospectados 39 km</p> <p>B - 1º Relatório Intercalar na área Faunatrans II: Verificou-se uma redução da mortalidade quer por electrocussão (maior redução - 50%) quer por colisão. Destacam-se, de 41 espécies, a cegonha branca, sisão, águia-d'asa-redonda e o corvo.</p> <p>C - Vertente correcção de linhas e aplicação de novas tecnologias: Realizadas as correcções previstas no protocolo Avifauna II. Utilizada, num troço, tecnologia de cabo coberto que poderá, no futuro, mitigar os impactes nos habitats de aves de médio e grande porte.</p> <p>2 - Acções realizadas fora do âmbito do protocolo avifauna II:</p> <p>A - Operação cegonha branca 2007: esta operação decorreu entre Outubro e Dezembro de 2007 tendo sido cumpridos os objectivos em todos os locais excepto um. Taxa de realização de 78,5%. Arvorados 7 apoios dedicados com plataforma de nidificação e colocados dispositivos dissuasores de nidificação (DDN) em apoios de rede. Remoção pontual de ninhos de cegonha branca: 113 remoções pontuais realizadas.</p>
Indicadores de realização	(ver quadro auxiliar)
Indicadores de eficiência	(ver quadro auxiliar)
Orçamento (EUR)	1.100.000,00
Custo (EUR)	758.667,92
Custo AT (EUR)	12.462,80
Custo MT (EUR)	746.205,12
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-31,0%
Tarifas 2009 (EUR)	758.667,92
Apreciação	<p>O desvio orçamental foi justificado pela prioridade dada à realização das correcções previstas no âmbito do Programa INTERREG, que tinham de ser finalizadas até final de 2007, fazendo adiar para 2008 as restantes obras previstas no protocolo Avifauna.</p> <p>Este programa, que transita já de PPDA anteriores, continuou a permitir um conjunto de intervenções que têm por base estudos científicos e tem também permitido envolver o ICNB e organizações não governamentais de ambiente, o que se considera positivo.</p> <p>A comparação dos valores dos indicadores de 2007 com os de 2006 é algo de positivo e que valoriza o relatório apresentado, assim como a apresentação do indicador Custo unitário por intervenção. A redução do valor de "Alt/Inst rede - proj.", (alteração da instalação da rede na fase de projecto), em AT, deve-se a ter sido realizada apenas uma destas obras em 2007 e esta ter custado substancialmente menos do que a média das obras da mesma tipologia em 2006. O valor de "Controlo de nidificação" reduziu-se devido ao facto de em 2006 as obras realizadas neste âmbito terem envolvido trabalhos em tensão o que encarece substancialmente as obras. No que respeita às obras "Alt/Inst rede - proj." em MT, a subida do valor do indicador deve-se à utilização de novas tecnologias mais caras que as anteriormente utilizadas.</p>
Apreciação global	Positiva

Indicadores de realização:

Indicador	2007	
	Previsto	Realizado
Cumprimento dos prazos estabelecidos nos estudos (anos)	3	Só verificável no fim do período
N.º de obras por ano, no âmbito do protocolo Avifauna	4	2
N.º de obras por ano, fora do âmbito do protocolo Avifauna	220	14
N.º de obras para controlo de nidificação por ano	350	541
N.º de obras por ano, com vista à experimentação de novas tecnologias	não definido	3

Indicadores de eficiência:

		AT	MT	BT	
Protocolo Avifauna	Tipo de Obra	€/km	€/km	€/km	
	Alt/Inst rede projecto	não existente	25.206,85	não existente	
	Alt/Inst rede existente	não existente	8.320,38	não existente	
	Tipo de Obra	€/correção	€/correção	€/correção	
	Alt/Inst rede projecto	não existente	58.479,90	não existente	
	Alt/Inst rede existente	não existente	121.835,27	não existente	
		AT	MT	BT	
Fora do Protocolo Avifauna II	Tipo de Obra	€/km	€/km	€/km	
	Alt/Inst rede projecto	410,09	30.604,31	não existente	
	Alt/Inst rede existente	não existente	270,58	não existente	
			Controlo de nidificação		
	Tensão	N.º interv.	€/intervenção	€/Obra	
	AT	89	140,03	1384,75	
	MT	3526	108,61	717,14	
TOTAL	3615	109,38	730,90		

Nota:

Alt/Inst rede projecto - Alteração de instalação da rede em fase de projecto

Alt/Inst rede existente - Alteração de instalação da rede existente

P7 – FORMAÇÃO EM AMBIENTE

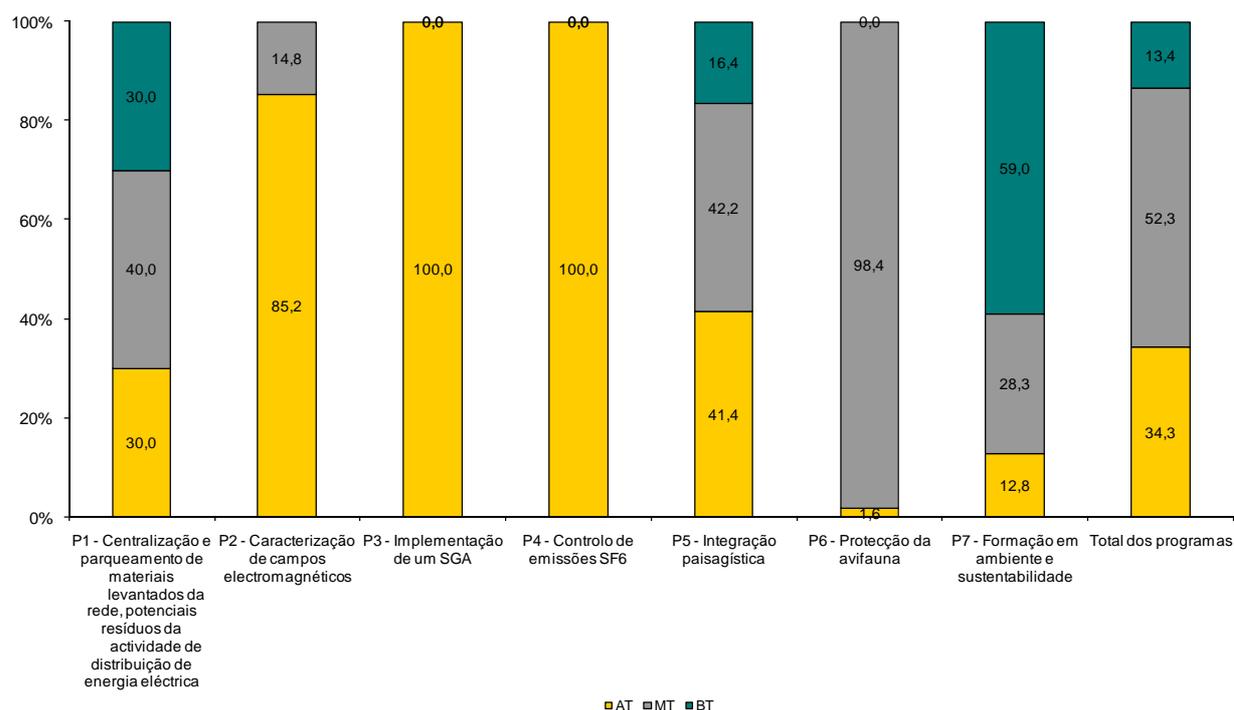
Objectivo	Formar e sensibilizar os colaboradores da empresa para as questões ambientais e de sustentabilidade.
Voluntário?	Sim
Acções efectuadas	- Realizadas 30 sessões (previstas 38) de formação em ambiente integradas em formação na área técnica da empresa, envolvendo 230 colaboradores. - Realizadas 61 sessões de formação (previstas 85) em sustentabilidade envolvendo 789 colaboradores.
Indicadores de realização	- n.º sessões realizadas em 2007 - 91 (previstas 123) - N.º de colaboradores formados - 1019 (previstos 2032)
Indicadores de eficiência	Custo hora.homem formação - 9,00 €
Orçamento (EUR)	180.229,75
Custo (EUR)	36.534,19
Custo AT (EUR)	4.669,07
Custo MT (EUR)	10.324,56
Custo BT (EUR)	21.540,56
Desvio (%)	-79,7%
Tarifas 2009 (EUR)	36.534,19
Apreciação	Os desvios nos custos realizados e nos indicadores de realização foram justificados pela redução do número de acções em sustentabilidade face ao previsto. Estas acções tiveram lugar apenas no segundo semestre. As acções de formação em ambiente foram realizadas conforme o previsto com um pequeno desvio. A redução do indicador "custo hora.homem" deve-se ao facto de em 2007 ter ocorrido a continuação desta iniciativa com um número já residual de colaboradores e tendo a mesma beneficiado do trabalho preparatório de 2006. Também a concentração de colaboradores por acção e o ajustamento dos conteúdos permitiu a redução do número de horas de formação, reduzindo assim o custo hora.homem em 2007.
Apreciação global	Positiva

B. CUSTOS POR NÍVEL DE TENSÃO

A distribuição dos custos verificados em 2007 por nível de tensão é apresentada no quadro seguinte.

Medida	Unidade :EUR			
	AT	MT	BT	Total
P1 - Centralização de materiais levantados da rede	8.139,31	10.852,41	8.139,31	27.131,03
P2 - Caracterização de campos electromagnéticos	46.076,00	8.019,00	0,00	54.095,00
P3 - Implementação de um SGA	16.000,00	0,00	0,00	16.000,00
P4 - Controlo de emissões SF6	7.402,09	0,00	0,00	7.402,09
P5 - Integração paisagística	1.247.999,00	1.272.110,00	495.927,00	3.016.036,00
P6 - Protecção da avifauna	12.462,80	746.205,12	0,00	758.667,92
P7 - Formação em ambiente e sustentabilidade	4.669,07	10.324,56	21.540,56	36.534,19
TOTAL	1.342.748,27	2.047.511,09	525.606,87	3.915.866,23

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição, em termos relativos, dos custos por nível de tensão.



C. CUSTOS A CONSIDERAR NAS TARIFAS DE 2009

Na globalidade considera-se que a execução verificada está suficientemente justificada. Os objectivos estabelecidos no PPDA foram razoavelmente atingidos e encontram-se suficientemente demonstrados.

Deste modo, aceitam-se os custos de 2007 apresentados pela EDP Distribuição para efeitos tarifários na sua totalidade, conforme apresentado no quadro seguinte.

Unidade: EUR

Medida	AT	MT	BT	Total	Aceitação (%)
P1 - Centralização e parqueamento de materiais levantados da rede, potenciais resíduos da actividade de distribuição de energia eléctrica	8.139,31	10.852,41	8.139,31	27.131,03	100
P2 - Caracterização de campos electromagnéticos	46.076,00	8.019,00	0,00	54.095,00	100
P3 - Implementação de um SGA	16.000,00	0,00	0,00	16.000,00	100
P4 - Controlo de emissões SF6	7.402,09	0,00	0,00	7.402,09	100
P5 - Integração paisagística	1.247.999,00	1.272.110,00	495.927,00	3.016.036,00	100
P6 - Protecção da avifauna	12.462,80	746.205,12	0,00	758.667,92	100
P7 - Formação em ambiente e sustentabilidade	4.669,07	10.324,56	21.540,56	36.534,19	100
TOTAL	1.342.748,27	2.047.511,09	525.606,87	3.915.866,23	100

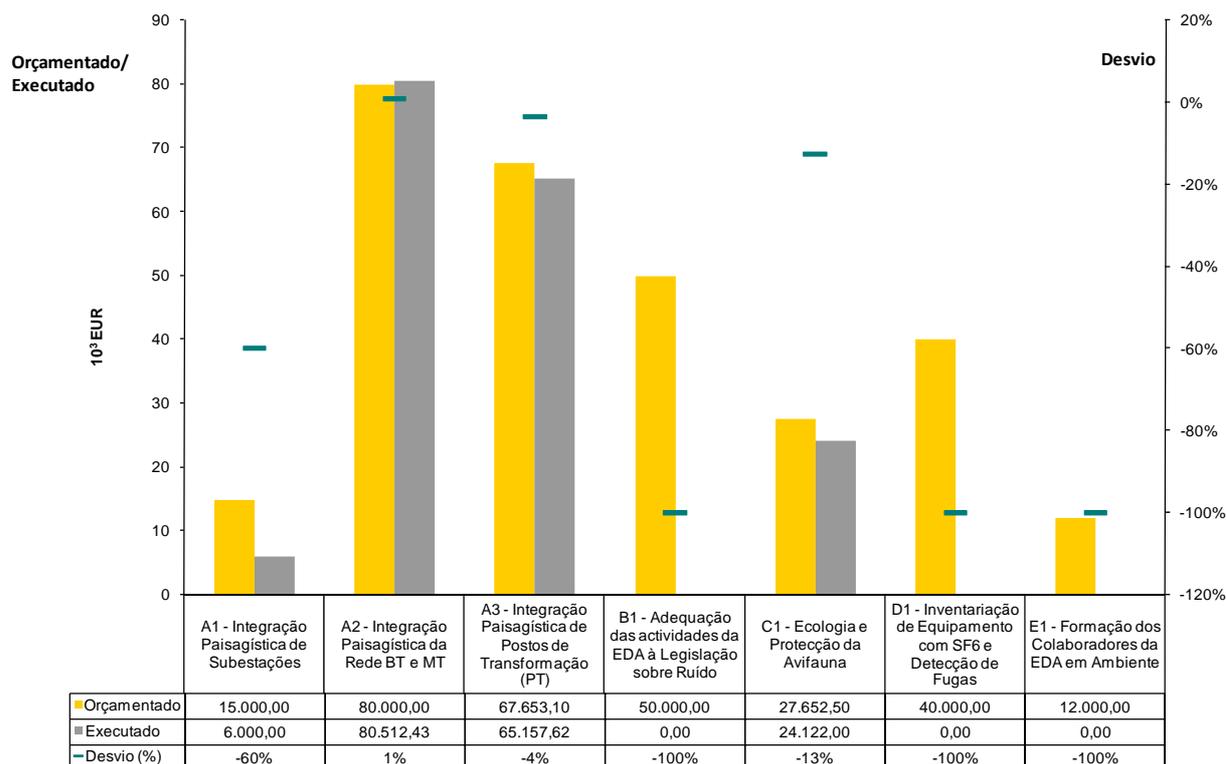
ANEXO III
- PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EDA

III. PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EDA

A. EXECUÇÃO ORÇAMENTAL

No quadro e figura seguintes sintetiza-se a execução orçamental verificada em 2007.

Programa	Orçamentado	Executado	Desvio	Desvio (%)
A1 - Integração Paisagística de Subestações	15.000,00	6.000,00	-9.000,00	-60,0%
A2 - Integração Paisagística da Rede BT e MT	80.000,00	80.512,43	512,43	0,6%
A3 - Integração Paisagística de Postos de Transformação (PT)	67.653,10	65.157,62	-2.495,48	-3,7%
B1 - Adequação das actividades da EDA à Legislação sobre Ruído	50.000,00	0,00	-50.000,00	-100,0%
C1 - Ecologia e Protecção da Avifauna	27.652,50	24.122,00	-3.530,50	-12,8%
D1 - Inventariação de Equipamento com SF6 e Detecção de Fuga	40.000,00	0,00	-40.000,00	-100,0%
E1 - Formação dos Colaboradores da EDA em Ambiente	292.305,60	175.792,05	-12.000,00	-100,0%
Total	292.305,60	175.792,05	-12.000,00	-39,90%



Verificou-se uma realização da ordem dos 40% da componente de integração paisagística de subestações e a inexistência de custos para as medidas associadas ao ruído (B1), SF6 (D1) e formação (E1). O orçamento inicial para estas três medidas correspondia a cerca de 35% do orçamento para 2007. Em consequência, a execução orçamental foi de 60,1% do orçamento previsto.

B. ANÁLISE DE CADA PROGRAMA

De seguida apresenta-se uma ficha de avaliação para cada programa. Para além de uma análise descritiva, é efectuada uma apreciação qualitativa da forma como decorreu o programa.

A1 – INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DE SUBESTAÇÕES

Objectivo	Integrar no meio subestações por motivos patrimoniais, sociais ou naturais.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	Construção de aproximadamente 200 m de muro de divisória típica dos Açores em pedra solta na nova Subestação das Quatro Ribeiras (Terceira).
Indicadores de realização	nº de obras por tipo de intervenção = 1
Indicadores de eficiência	€/m = 30
Orçamento (EUR)	15.000,00
Custo (EUR)	6.000,00
Custo AT (EUR)	
Custo MT (EUR)	6.000,00
Custo BT (EUR)	
Desvio (%)	-60,0%
Tarifas 2009 (EUR)	6.000,00
Apreciação	O resultado visual desta intervenção é positivo. O indicador de eficiência apresentado não corresponde ao aprovado. No entanto, dado o tipo de intervenção (o custo incluído no PPDA corresponde apenas ao muro de pedra), pode considerar-se o indicador adequado. De assinalar um desvio significativo por não terem sido intervencionadas as SEs previstas no PPDA, já existentes, mas sim uma SE nova.
Apreciação global	Média

A2 – INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DA REDE BT E MT

Objectivo	Integrar no meio redes de BT e MT por motivos patrimoniais, sociais ou naturais.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Ações efectuadas	- Interligação subterrânea MT (10 kV) entre 4 Postos de Transformação em S. Miguel, numa extensão de 2000 m, desmontando os troços de linhas aéreas de baixa e média tensão, substituindo-os respectivamente por troçada ou cabos subterrâneos. - Remodelação de linha MT (Angra II - 15kV), com desmontagem da linha aérea, instalação de cabos subterrâneos e reformulação da rede aérea.
Indicadores de realização	- kms de rede aérea MT substituída por cabo subterrâneo = 2,0. - kms de rede aérea MT substituída por cabo subterrâneo, ainda não concluído.
Indicadores de eficiência	- 22,57 €/m no caso da 1ª obra. - para a 2ª obra não foi calculado uma vez que não foi concluída.
Orçamento (EUR)	80.000,00
Custo (EUR)	80.512,43
Custo AT (EUR)	
Custo MT (EUR)	80.512,43
Custo BT (EUR)	
Desvio (%)	0,6%
Tarifas 2009 (EUR)	80.512,43
Apreciação	As fotografias enviadas poderiam evidenciar melhor o mérito ambiental das intervenções efectuadas. A ERSE teve a oportunidade de visitar a obra tendo constatado a valia desta intervenção em ambiente urbano.
Apreciação global	Positiva

A3 – INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DE POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO

Objectivo	Integrar no meio envolvente postos de transformação, por razões patrimoniais, sociais ou naturais.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Ações efectuadas	- Integração paisagística de 4 PTs, com a construção de PTs tipo cabine baixa e muro de pedra típico. As intervenções realizaram-se no novo PT da Flor da Rosa de Baixo (Sta. Maria), e nas remodelações dos PTs do Pico das Canas (S. Miguel), do Seminário/Praia da Vitória (Terceira) e da Sé/Angra do Heroísmo (Terceira).
Indicadores de realização	nº de obras realizadas por tipo de intervenção = 4
Indicadores de eficiência	€/intervenção tipo = 16913,28 €
Orçamento (EUR)	67.653,10
Custo (EUR)	65.157,62
Custo AT (EUR)	
Custo MT (EUR)	
Custo BT (EUR)	65.157,62
Desvio (%)	-3,7%
Tarifas 2009 (EUR)	65.157,62
Apreciação	Em alguns casos as fotos disponíveis não facilitam a avaliação dos benefícios ambientais obtidos com a realização da obra. A ERSE teve a oportunidade de visitar uma das obras tendo constatado a valia desta intervenção em ambiente urbano.
Apreciação global	Positiva

B1 – ADEQUAÇÃO DAS ACTIVIDADES DA EDA À LEGISLAÇÃO SOBRE RÚIDO

Objectivo	- Conhecer o impacte das infra-estruturas da empresa em termos de ruído. - Aplicação de medidas de correcção que possam minorar eventuais problemas detectados e levem ao cumprimento da legislação.
Voluntário?	Não, uma vez que grande parte das acções previstas se destinam a dar cumprimento ao Regulamento do Ruído.
Acções efectuadas	Identificação de instalações susceptíveis de gerar ruído acima do legalmente permitido.
Indicadores de realização	Não calculado uma vez que a medida não foi implementada.
Indicadores de eficiência	Não calculado uma vez que a medida não foi implementada.
Orçamento (EUR)	50 000,00
Custo (EUR)	0,00
Custo AT (EUR)	
Custo MT (EUR)	
Custo BT (EUR)	
Desvio (%)	-100,0%
Tarifas 2009 (EUR)	0,00
Apreciação	A implementação da medida tal como está descrita no relatório limitou-se a identificar 5 Subestações para monitorização. Embora não existam custos associados à actuação da empresa, considera-se insuficiente face aos objectivos estabelecidos no PPDA.
Apreciação global	Negativa

C1 – ECOLOGIA E PROTECÇÃO DA AVIFAUNA

Objectivo	- Caracterizar a interacção entre linhas eléctricas e avifauna. - Adopção de medidas que minimizem o impacte das linhas eléctricas na avifauna.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- Calendarização das actividades para o Projecto de Avaliação da Interacção entre a avifauna e as redes de Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica. - Continuação da avaliação da interacção entre a avifauna e as redes de Transporte e Distribuição. - Realização de duas campanhas de avaliação (Dispersão pós-reprodutora em Julho/Agosto e Migração em Outubro/Novembro). Percorridos um total de 224 km, tendo sido identificadas 177 aves mortas. - Realização de palestras de divulgação do projecto nas ilhas de S. Miguel, Sta Maria e S. Jorge (previstas em todas as ilhas).
Indicadores de realização	Cumprimento do plano de estudos previsto = Sim
Indicadores de eficiência	Não previsto
Orçamento (EUR)	27.652,50
Custo (EUR)	24.122,00
Custo AT (EUR)	
Custo MT (EUR)	24.122,00
Custo BT (EUR)	
Desvio (%)	-12,8%
Tarifas 2009 (EUR)	24.122,00
Apreciação	O Plano de acções apresentado no Relatório de Execução é pouco detalhado, pelo que poderia ter sido entregue o relatório da SPEA. No entanto, considera-se bastante positivo o trabalho realizado pela SPEA, que é semelhante ao já executado em Portugal continental e em execução na Ilha da Madeira.
Apreciação global	Positiva

D1 – INVENTARIAÇÃO DE EQUIPAMENTOS COM SF6 E DETECÇÃO DE FUGAS

Objectivo	- Conhecer as causas de fugas de SF ₆ , um gás com elevado potencial de efeito de estufa. - Quantificação de fugas. - Implementação de medidas para reduzir as fugas.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	Continuação do inventário de todos os equipamentos em serviço com SF ₆ , na rede de distribuição da EDA.
Indicadores de realização	nº de disjuntores substituídos = 0
Indicadores de eficiência	Não calculados dado que não se realizaram substituições de disjuntores.
Orçamento (EUR)	40.000,00
Custo (EUR)	0,00
Custo AT (EUR)	
Custo MT (EUR)	
Custo BT (EUR)	
Desvio (%)	-100,0%
Tarifas 2009 (EUR)	0,00
Apreciação	Os objectivos principais desta medida (substituição de disjuntores) revelaram-se inadequados uma vez que, ao contrário das expectativas inicialmente existentes, o volume de fugas identificado foi muito baixo.
Apreciação global	Negativa

E1 – FORMAÇÃO DOS COLABORADORES DA EDA EM AMBIENTE

Objectivo	Formar e sensibilizar os colaboradores da empresa para as questões ambientais.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	Acções de esclarecimento relativas à Gestão de Resíduos Industriais (Legislação Vigente, Política dos 3R, Obrigações do Produtor/Detentor, Procedimentos ambientais internos, SIRER).
Indicadores de realização	- nº de formandos - desconhecido - nº de horas de formação = desconhecido
Indicadores de eficiência	€/tipo de formação = 0
Orçamento (EUR)	12.000,00
Custo (EUR)	0,00
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	0,00
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-100,0%
Tarifas 2009 (EUR)	0,00
Apreciação	Não existe registo da actividade realizada. Os indicadores previstos (nº de formandos, nº horas de formação) não foram disponibilizados. Não é possível fazer uma avaliação objectiva sobre esta medida sobre a qual não foi apresentado qualquer custo.
Apreciação global	Negativa

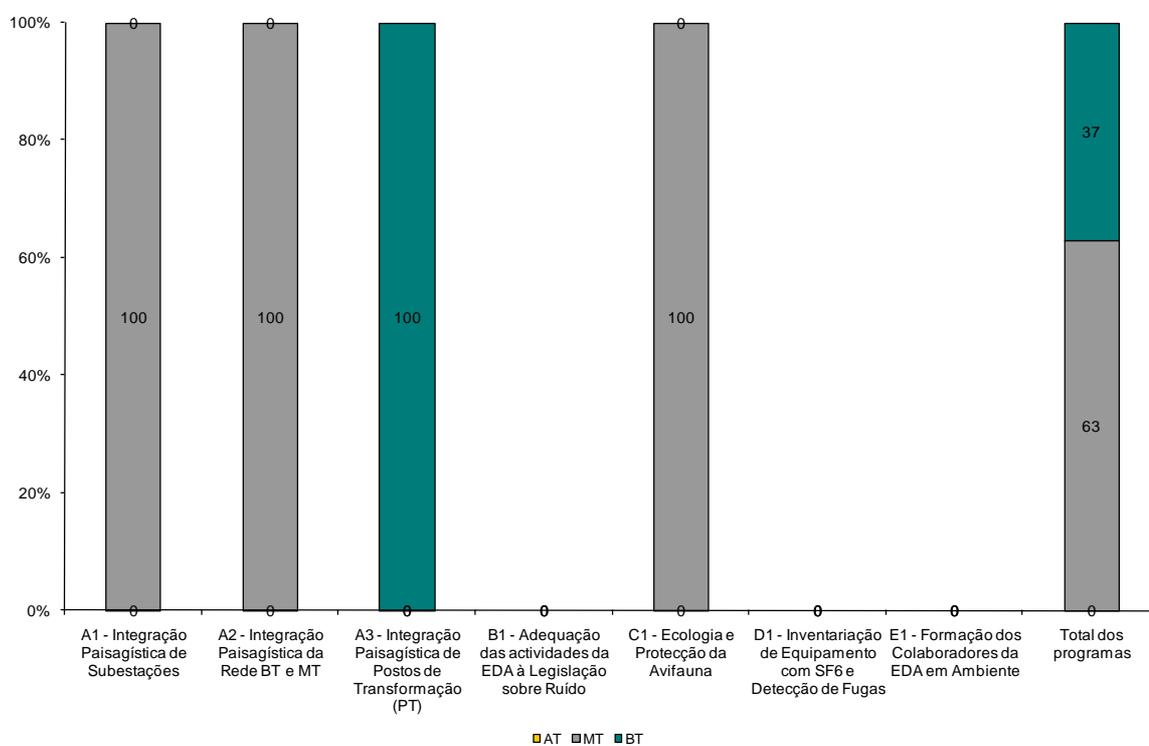
C. CUSTOS POR NÍVEL DE TENSÃO

A distribuição dos custos verificados em 2007 por nível de tensão é apresentada no quadro seguinte.

Unidade: EUR

Programa	AT	MT	BT	Total
A1 - Integração Paisagística de Subestações	0,00	6.000,00	0,00	6000,00
A2 - Integração Paisagística da Rede BT e MT	0,00	80.512,43	0,00	80512,43
A3 - Integração Paisagística de Postos de Transformação (PT)	0,00	0,00	65.157,62	65157,62
B1 - Adequação das actividades da EDA à Legislação sobre Ruído	0,00	0,00	0,00	0,00
C1 - Ecologia e Protecção da Avifauna	0,00	24122,00	0,00	24122,00
D1 - Inventariação de Equipamento com SF6 e Detecção de Fuga	0,00	0,00	0,00	0,00
E1 - Formação dos Colaboradores da EDA em Ambiente	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	0,00	110.634,43	65.157,62	175792,05

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição, em termos relativos, dos custos por nível de tensão.



D. CUSTOS A CONSIDERAR NAS TARIFAS DE 2009

Na globalidade considera-se que a execução verificada está suficientemente justificada. Embora três dos programas não tenham tido realização em 2007 (relativamente aos quais não existem custos associados) no que diz respeito às restantes medidas, os objectivos estabelecidos no PPDA foram razoavelmente atingidos e encontram-se suficientemente demonstrados.

Deste modo, são aceites os custos de 2007 apresentados pela EDA para efeitos tarifários na sua totalidade, conforme apresentado no quadro seguinte:

Unidade: EUR

Programa	AT	MT	BT	Total	Aceitação (%)
A1 - Integração Paisagística de Subestações	0,00	6.000,00	0,00	6000,00	100,0
A2 - Integração Paisagística da Rede BT e MT	0,00	80.512,43	0,00	80512,43	100,0
A3 - Integração Paisagística de Postos de Transformação (PT)	0,00	0,00	65.157,62	65157,62	100,0
B1 - Adequação das actividades da EDA à Legislação sobre Ruído	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
C1 - Ecologia e Protecção da Avifauna	0,00	24122,00	0,00	24122,00	100,0
D1 - Inventariação de Equipamento com SF6 e Detecção de Fuga	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
E1 - Formação dos Colaboradores da EDA em Ambiente	0,00	0,00	0,00	0,00	0,0
Total	0,00	110.634,43	65.157,62	175792,05	100,0

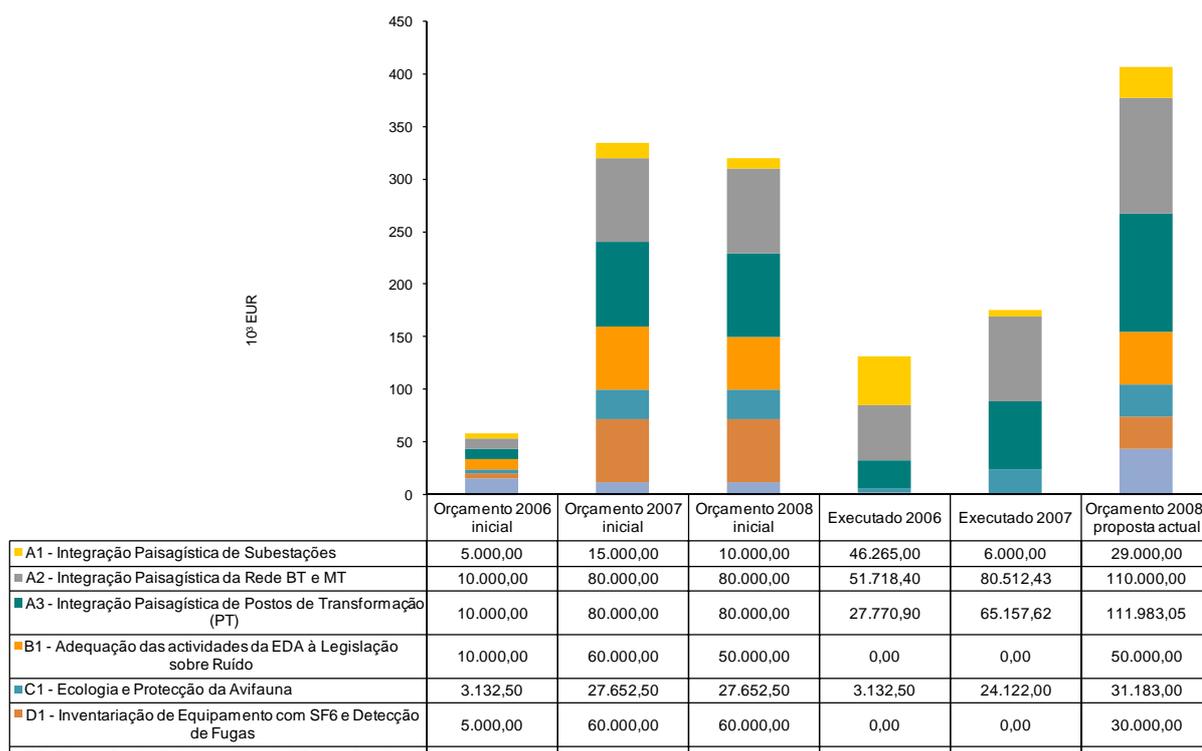
E. REAFECTAÇÃO DE VERBAS

O Regulamento Tarifário (RT) prevê que as empresas possam solicitar a reafecção de verbas entre programas e entre anos do mesmo PPDA.

A EDA apresentou o pedido de reafecção de custos juntamente com o Relatório de Execução de 2007. No quadro seguinte apresentam-se os valores inicialmente previstos no PPDA, os valores verificados em 2006 e 2007 e o orçamento proposto pela EDA para 2008.

Unidade: EUR

Programa	Orçamento 2006 inicial	Orçamento 2007 inicial	Executado 2006	Executado 2007	Orçamento 2008-proposta actual
A1 - Integração Paisagística de Subestações	5.000,00	15.000,00	46.265,00	6000,00	29000,0
A2 - Integração Paisagística da Rede BT e MT	10.000,00	80.000,00	51.718,40	80512,43	110000,0
A3 - Integração Paisagística de Postos de Transformação (PT)	10.000,00	80.000,00	27.770,90	65157,62	111983,1
B1 - Adequação das actividades da EDA à Legislação sobre Ruído	10.000,00	50.000,00	0,00	0,00	50000,0
C1 - Ecologia e Protecção da Avifauna	3.132,50	27652,50	3.132,50	24122,00	31183,0
D1 - Inventariação de Equipamento com SF6 e Detecção de Fuga	5.000,00	60000,00	0,00	0,00	30000,0
E1 - Formação dos Colaboradores da EDA em Ambiente	16.000,00	12000,00	2.592,50	0,00	44000,0
Total	59.132,50	319.479,30	131.479,30	175792,05	406166,1



Analisando as diversas medidas verifica-se que a reafecção solicitada, implica um aumento das medidas de cariz de integração paisagística, o que corresponde a um aumento do volume dos trabalhos inicialmente previstos.

Foram solicitados esclarecimentos adicionais à EDA sobre as medidas D1 e E1, já que as verbas orçamentadas eram muito superiores aos valores históricos e às acções previstas. Em resposta, a EDA apresentou novo orçamento, tendo esclarecido quais as acções de formação previstas para a medida E1 e informado sobre a aquisição de equipamentos para minimizar as fugas de SF₆ (ex. recolha do SF₆ quando o equipamento é sujeito a manutenção).

O quadro seguinte apresenta informação agregada para o período de regulação (2006 – 2008), relativamente à apresentação inicial do PPDA e à sua última versão, permitindo analisar, nas duas situações, o peso de cada medida em termos globais.

Programa	Unidade: EUR			
	2006-2008 inicial		2006-2008 solicitado	
	EUR	% TOTAL	EUR	% TOTAL
A1 - Integração Paisagística de Subestações	30.000,00	4,20	81.265,00	11,39
A2 - Integração Paisagística da Rede BT e MT	170.000,00	23,83	242.230,83	33,95
A3 - Integração Paisagística de Postos de Transformação (PT)	170.000,00	23,83	204.911,57	28,72
B1 - Adequação das actividades da EDA à Legislação sobre Ruído	120.000,00	16,82	50.000,00	7,01
C1 - Ecologia e Protecção da Avifauna	58.437,50	8,19	58.437,50	8,19
D1 - Inventariação de Equipamento com SF6 e Detecção de Fuga	125.000,00	17,52	30.000,00	4,20
E1 - Formação dos Colaboradores da EDA em Ambiente	40.000,00	5,61	46.592,50	6,53
Total	713.437,50	100,00	713.437,40	100,00

Deste modo, aceita-se a reafecção solicitada, tendo sido orçamentadas para 2008 as seguintes verbas:

Unidade: EUR

Programa	Orçamento 2008
A1 - Integração Paisagística de Subestações	29.000,00
A2 - Integração Paisagística da Rede BT e MT	110.000,00
A3 - Integração Paisagística de Postos de Transformação (PT)	111.983,05
B1 - Adequação das actividades da EDA à Legislação sobre Ruído	50.000,00
C1 - Ecologia e Protecção da Avifauna	31.183,00
D1 - Inventariação de Equipamento com SF6 e Detecção de Fuga	30.000,00
E1 - Formação dos Colaboradores da EDA em Ambiente	44.000,00
Total	406.166,05

ANEXO IV
- PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EEM

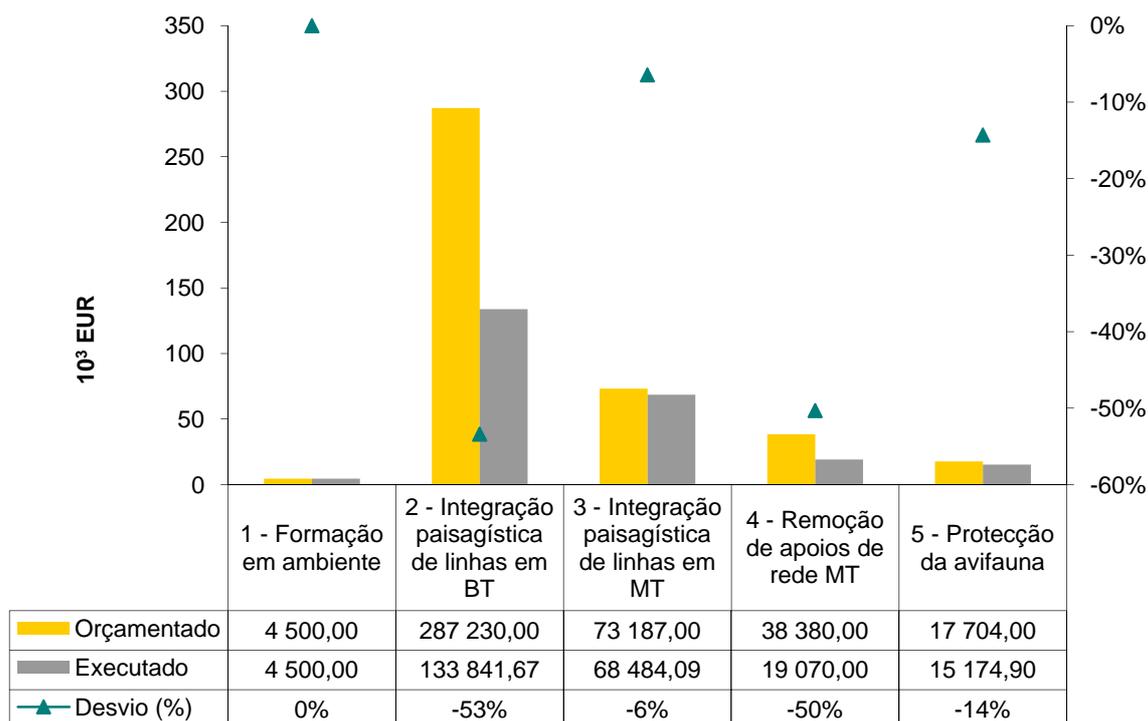
IV. PLANO DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL DA EEM

A. EXECUÇÃO ORÇAMENTAL

No quadro e figura seguintes sintetiza-se a execução orçamental verificada em 2007.

Unidade: EUR

Programa	Orçamentado	Executado	Desvio	Desvio (%)
1 - Formação em ambiente	4 500,00	4 500,00	0,00	0,0%
2 - Integração paisagística de linhas em BT	287 230,00	133 841,67	-153 388,33	-53,4%
3 - Integração paisagística de linhas em MT	73 187,00	68 484,09	-4 702,91	-6,4%
4 - Remoção de apoios de rede MT	38 380,00	19 070,00	-19 310,00	-50,3%
5 - Protecção da avifauna	17 704,00	15 174,90	-2 529,10	-14,3%
Total	421 001,00	241 070,66	-179 930,34	-42,7%



Verifica-se que a execução orçamental foi cerca de 57% do orçamento previsto, devido a baixa realização do programa de integração paisagística da rede BT e da execução de apenas de 50% do programa relativo à remoção de apoios de rede em MT.

B. ANÁLISE DE CADA PROGRAMA

De seguida apresenta-se uma ficha de avaliação para cada programa. Para além de uma análise descritiva, é efectuada uma apreciação qualitativa da forma como decorreu o programa.

FORMAÇÃO EM AMBIENTE

Objectivo	Melhorar a sensibilização e formação em ambiente dos colaboradores da empresa.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- A acção destina-se à promoção de boas praticas ambientais sendo necessário sensibilizar os intervenientes para a importância dos aspectos ambientais; dar a conhecer o enquadramento legal aplicável; conhecer as práticas ambientais correctas e criar condições para a implementação dessas mesmas práticas. - A acção realizou-se em Janeiro de 2007, correspondendo à realização total prevista. Envolveu 51 participantes; 7,5 horas de formação teórica; e 4 horas de formação prática.
Indicadores de realização	- N.º acções = 1 - N.º de formandos = 51
Indicadores de eficiência	- €/h = 391,30 - €/h.homem = 7,67
Orçamento (EUR)	4 500,00
Custo (EUR)	4 500,00
Custo AT (EUR)	360,00
Custo MT (EUR)	1 620,00
Custo BT (EUR)	2 520,00
Desvio (%)	0,0%
Tarifas 2009 (EUR)	4 500,00
Apreciação	A acção de formação realizou-se no período anteriormente referido. Foi enviado à ERSE o manual de sensibilização ambiental o que é considerado positivo. No futuro, a empresa poderia proceder à avaliação dos formandos, de modo a verificar a eficácia da formação.
Apreciação global	Positiva

INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DE REDES EM BT

Objectivo	Integrar no meio as redes de distribuição BT por motivos patrimoniais, sociais ou naturais.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- Transformação de redes aéreas em redes subterrâneas. - Das 19 obras previstas, 5 ficaram concluídas, 3 encontram-se em execução, 1 foi excluída e 10 estão por iniciar.
Indicadores de realização	- km de rede subterrânea nova = 1,27 - km de rede área desactivada = 2,2 - km de rede de condutas executadas = 0,56*
Indicadores de eficiência	- €/km (sem condutas) - 23 560,42 - €/km (com condutas) - 152 949,37
Orçamento (EUR)	287 230,00
Custo (EUR)	133 841,67
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	0,00
Custo BT (EUR)	133 841,67
Desvio (%)	-53,4%
Tarifas 2009 (EUR)	133 841,67
Apreciação	Apesar da empresa estar fortemente empenhada em concluir as obras no ano 2008, a justificação do atraso devido (dificuldade de conciliar as actividades do PPDA com outras) é insuficiente. O relatório de Execução inclui uma boa reportagem fotográfica mostrando uma adequada integração paisagística e os benefícios ambientais alcançados.
Apreciação global	Média

* indicador adicional aos previstos no PPDA

INTEGRAÇÃO PAISAGÍSTICA DE REDES EM MT

Objectivo	Integrar no meio as redes de distribuição MT por motivos patrimoniais, sociais ou naturais.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Ações efectuadas	- Intervenção concluída na Vila do Porto Moniz e em Santa Cruz. - O troço MT na freguesia do Monte-Funchal não foi realizado totalmente não tendo sido possível proceder à conclusão de uma abertura de vala, condicionada pela Câmara Municipal do Funchal.
Indicadores de realização	- km de rede subterrânea nova - 2,02 - km de rede área desactivada - 1,16 - km de rede de condutas - 0,698
Indicadores de eficiência	- €/km (sem condutas) - não aplicável - €/km (com condutas) - 68 562,87 - €/km (desactivada) - 119 393,97*
Orçamento (EUR)	73 187,00
Custo (EUR)	68 484,09
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	68 484,09
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-6,4%
Tarifas 2009 (EUR)	68 484,09
Apreciação	A justificação apresentada para o atraso da conclusão do troço MT na freguesia do Monte-Funchal devido à impossibilidade da conclusão de uma abertura de vala condicionada pela Câmara Municipal do Funchal é aceitável. As restantes intervenções já estão concluídas. O Relatório de Execução inclui uma boa reportagem fotográfica mostrando uma adequada integração paisagística e os benefícios ambientais alcançados.
Apreciação global	Positiva

* indicador adicional aos previstos no PPDA

REMOÇÃO DE APOIOS DE REDE MT

Objectivo	Eliminar o impacto estático negativo de apoios MT desactivados ao longo dos anos.
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Ações efectuadas	- Durante o ano 2007 procedeu-se à remoção de 41 de 101 apoios de betão MT provenientes de redes desactivadas. - A remoção efectuou-se apenas em dois concelhos (Câmara de Lobos e Ribeira Brava).
Indicadores de realização	- Nº apoios removidos - 41
Indicadores de eficiência	- €/apoio removido - 465
Orçamento (EUR)	38 380,00
Custo (EUR)	19 070,00
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	19 070,00
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-50,3%
Tarifas 2009 (EUR)	19 070,00
Apreciação	O número de apoios removidos nos dois concelhos foi superior ao levantamento inicial, o que implicará um reajuste do número de apoios a remover nos restantes concelhos. No entanto, a conclusão da remoção dos apoios deverá ocorrer no corrente ano de 2008. Tem uma boa reportagem fotográfica mostrando uma adequada remoção de apoios de rede e um impacte estético positivo.
Apreciação global	Média

PROTECÇÃO DA AVIFAUNA

Objectivo	Minimizar o impacte da rede de distribuição na avifauna
Voluntário?	Sim. Não foi identificada nenhuma obrigação legal que imponha esta medida.
Acções efectuadas	- Realização do estudo base da descrição das variáveis que determinam a mortalidade por colisão e na identificação de troços de linhas onde estes efeitos sejam mais significativos. O estudo inclui a prospecção de 10 linhas aéreas de MT - Em 2007 foram recolhidas 15 aves acidentadas de 8 espécies diferentes, destacando-se as gaivotas, galinholas, aves de rapina, passeriformes e roques-de-castro. Verificou-se o maior número de mortes no habitat "pastagem árida de altitude" e no "mosaico agro-florestal". - Realização de workshop e palestras em diversos locais da ilha da Madeira com o objectivo de alertar a população geral e cativar o interesse para colaboração na recolha de informação.
Indicadores de realização	- km de rede analisados = 18,96 - nº prospecções = 8*
Indicadores de eficiência	- Custo unitário da rede analisada (€/km) = 0,8
Orçamento (EUR)	17 704,00
Custo (EUR)	15 174,90
Custo AT (EUR)	0,00
Custo MT (EUR)	15 174,90
Custo BT (EUR)	0,00
Desvio (%)	-14,3%
Tarifas 2009 (EUR)	15 174,90
Apreciação	A execução prática do estudo decorreu conforme indicado. O desvio orçamental verificado deve-se a questões contratuais. Foi entregue à ERSE o primeiro relatório elaborado pela SPEA, "Monitorização de Linhas Eléctricas na Ilha da Madeira".
Apreciação global	Positiva

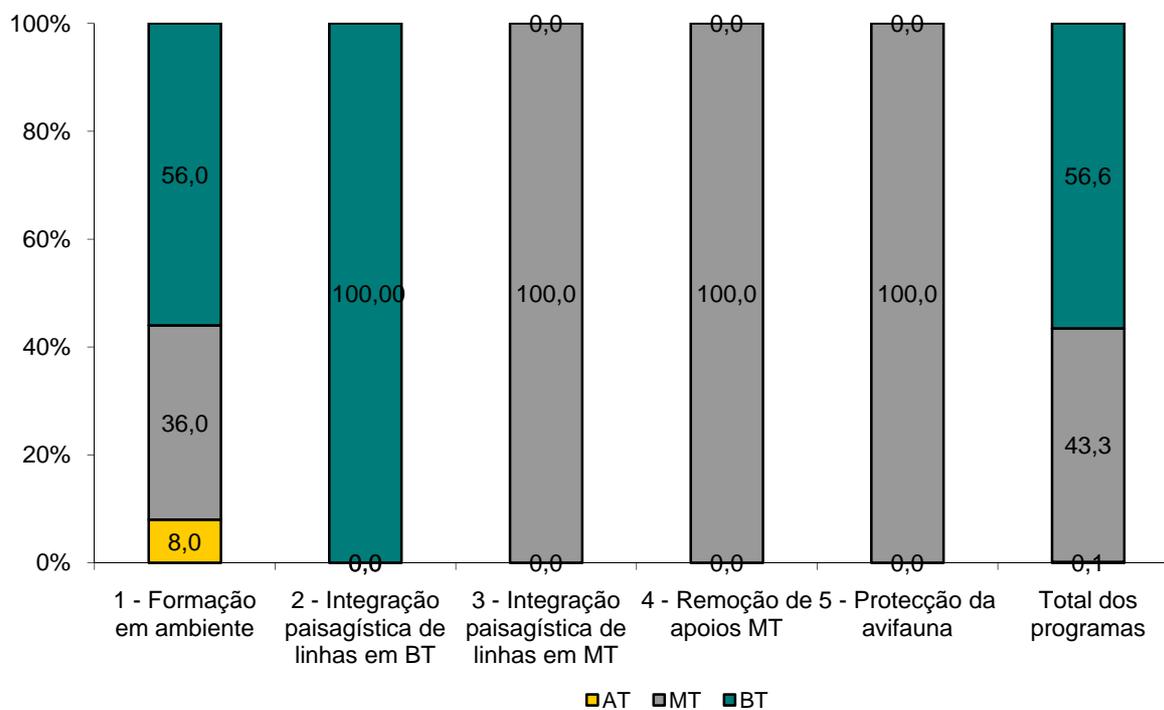
* indicador adicional aos previstos no PPDA

C. CUSTOS POR NÍVEL DE TENSÃO

A distribuição dos custos verificados em 2007 por nível de tensão é apresentada no quadro seguinte.

Programa	Unidade :EUR			
	AT	MT	BT	Total
1 - Formação em ambiente	360,00	1 620,00	2 520,00	4 500,00
2 - Integração paisagística de linhas em BT	0,00	0,00	133 841,67	133 841,67
3 - Integração paisagística de linhas em MT	0,00	68 484,09	0,00	68 484,09
4 - Remoção de apoios MT	0,00	19 070,00	0,00	19 070,00
5 - Protecção da avifauna	0,00	15 174,90	0,00	15 174,90
TOTAL	360,00	104 348,99	136 361,67	241 070,66

No gráfico seguinte apresenta-se a distribuição, em termos relativos, dos custos por nível de tensão.



D. CUSTOS A CONSIDERAR NAS TARIFAS DE 2009

Na globalidade considera-se que a execução verificada está suficientemente justificada. Os objectivos estabelecidos no PPDA foram razoavelmente atingidos e encontram-se suficientemente demonstrados.

Deste modo, aceitam-se os custos de 2007 apresentados pela EEM para efeitos tarifários na sua totalidade, conforme estabelecido no quadro seguinte.

					Unidade :EUR
Programa	AT	MT	BT	Total	Aceitação (%)
1 - Formação em ambiente	360,00	1 620,00	2 520,00	4 500,00	100
2 - Integração paisagística de linhas em BT	0,00	0,00	133 841,67	133 841,67	100
3 - Integração paisagística de linhas em MT	0,00	68 484,09	0,00	68 484,09	100
4 - Remoção de apoios MT	0,00	19 070,00	0,00	19 070,00	100
5 - Protecção da avifauna	0,00	15 174,90	0,00	15 174,90	100
TOTAL	360,00	104 348,99	136 361,67	241 070,66	100

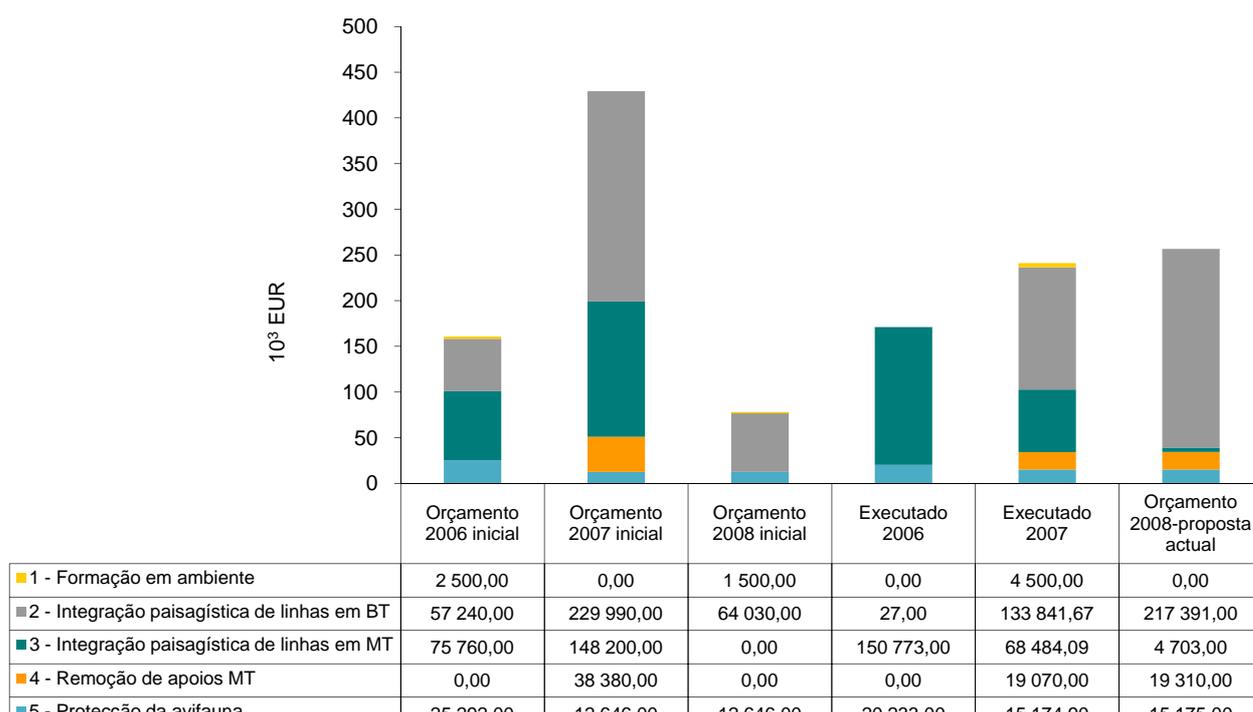
E. REAFECTAÇÃO DE VERBAS

O Regulamento Tarifário (RT) prevê que as empresas possam solicitar a reafecção de verbas entre programas e entre anos do mesmo PPDA.

A EEM apresentou o pedido de reafecção de custos juntamente com o Relatório de Execução de 2007.

No quadro e gráfico seguintes apresentam-se os valores inicialmente previstos no PPDA, o valor verificado em 2006 e em 2007 e o orçamento proposto pela EEM para 2008.

						Unidade: EUR
Programa	Orçamento 2006 inicial	Orçamento 2007 inicial	Orçamento 2008 inicial	Executado 2006	Executado 2007	Orçamento 2008-proposta actual
1 - Formação em ambiente	2 500,00	0,00	1 500,00	0,00	4 500,00	0,00
2 - Integração paisagística de linhas em BT	57 240,00	229 990,00	64 030,00	27,00	133 841,67	217 391,00
3 - Integração paisagística de linhas em MT	75 760,00	148 200,00	0,00	150 773,00	68 484,09	4 703,00
4 - Remoção de apoios MT	0,00	38 380,00	0,00	0,00	19 070,00	19 310,00
5 - Protecção da avifauna	25 292,00	12 646,00	12 646,00	20 233,00	15 174,90	15 175,00
Total	160 792,00	429 216,00	78 176,00	171 033,00	241 070,66	256 579,00



Verifica-se que a reafecção solicitada é pouco significativa e tem consequências reduzidas ao nível do impacte tarifário, designadamente porque é compensada pelas reafecções solicitadas pelas outras empresas.

Deste modo, aceita-se a reafecção solicitada, sendo os valores orçamentados para 2008 os seguintes:

Unidade: EUR	
Programa	Orçamento 2008
1 - Formação em ambiente	0,00
2 - Integração paisagística de linhas em BT	217 391,00
3 - Integração paisagística de linhas em MT	4 703,00
4 - Remoção de apoios MT	19 310,00
5 - Protecção da avifauna	15 175,00
Total	256 579,00

De realçar que, de modo a que o montante máximo (660 000 euros) definido para o período de regulação não seja ultrapassado, o montante a aceitar para efeitos tarifários, relativo a 2008, deverá ser limitado a 247 896 euros.

ANEXO V
- PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO

V. PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO

A. ENQUADRAMENTO

O artigo 23.º das Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC), publicadas pela ERSE no Despacho n.º 16 122-A/2006, de 3 de Agosto, estabelece que os promotores que estão a implementar medidas de promoção de eficiência energética aprovadas no âmbito do PPEC enviem à ERSE, com periodicidade semestral ou trimestral, os respectivos relatórios de progresso.

Estes relatórios devem conter uma breve descrição do progresso efectuado na execução das medidas e uma identificação dos custos suportados pelo promotor no período em causa.

Na sequência da análise desse relatório a ERSE informa o operador da rede de transporte dos montantes a pagar ao promotor no âmbito da execução do PPEC.

O PPEC 2007, conta com 26 medidas implementadas, por 7 promotores estimando-se um benefício social de 46 milhões de euros.

O valor das poupanças de energia eléctrica acumuladas, resultantes da implementação das medidas do PPEC 2007 no segmento residencial é de 275 GWh (ou 104 mil tonCO₂), em boa parte conseguidas através da utilização de 900 000 lâmpadas fluorescentes compactas (LFC) e de 7 mil frigoríficos eficientes (classe A/A+). Estas poupanças apresentam um benefício social de 20 milhões de euros.

No sector da indústria, o valor das poupanças de energia eléctrica acumuladas, resultantes da implementação das medidas é de 184 GWh (ou 68 mil tonCO₂) representando um benefício social de 20 milhões de euros.

Refira-se que a avaliação do PPEC 2007, no sector do comércio e serviços encontra-se, ainda, a decorrer, o que significa que os valores das poupanças serão, ainda, superiores.

Os benefícios das medidas implementadas, em 2007, quer em termos de consumos evitados, quer em termos de custos evitados para o sector eléctrico permanecerão até 2023.

A ERSE irá elaborar um relatório de execução final, contendo um balanço global de implementação das medidas do PPEC 2007, procurando assim uma maior projecção e conhecimento do público sobre esta iniciativa.

B. RESUMOS DAS MEDIDAS APROVADAS NO PPEC 2007

O PPEC 2007 aprovou a implementação de 16 medidas intangíveis, que se listam de seguida.

- EDA_I1 – Racionalização de consumos em aplicações de frio industrial

Esta medida caracterizou as condições de consumo de energia em aplicações de frio industrial e determinou as intervenções necessárias de forma a aumentar a eficiência energética e a otimizar a gestão de cargas nessas instalações. Adicionalmente disponibilizou a estes consumidores informação relevante para a adopção de estratégias optimizadas de gestão de consumos.

Esta medida é justificada pelo facto do arranque e funcionamento de câmaras frigoríficas em horas de ponta ter impacto na gestão do diagrama de cargas dos Açores, existindo um interesse especial em desviar consumos para as horas de vazio, de forma a garantir a máxima utilização da energia geotérmica e otimizar o funcionamento dos grupos electrogéneos térmicos.

- EDPC_I2 – “Energy Bus” – Autocarro Temático

Esta medida, com uma duração de 2 anos, tem como objectivo a promoção da eficiência no consumo de energia eléctrica e fornecer aconselhamento qualificado a determinados clientes alvo, bem como ao público em geral. Utilizando um conceito móvel e flexível, caracterizado por um autocarro temático denominado por “Energy Bus”, pretende-se divulgar informação relativamente a energia e eficiência no consumo de energia eléctrica, demonstrar tecnologias, facilitar eventos e *workshops* sobre o tema e dar formação.

Os consumidores alvos são os consumidores domésticos, estudantes de escolas, politécnicos e universidades, engenheiros e arquitectos e PME's e Câmaras. Pela natureza móvel do autocarro, esta campanha tem impacto em zonas urbanas, semi-urbanas e rurais, áreas desenvolvidas bem como áreas menos favorecidas, circulando por todas as regiões do país.

- EDPC_I10 – Divulgação e promoção da utilização eficiente de energia eléctrica

A EDP Comercial promove a realização de seminários para promoção de tecnologias e utilização racional da energia eléctrica, com o propósito de dinamizar transformações no mercado de modo a aumentar a eficiência energética da base tecnológica instalada nos sectores dos serviços e indústria. O acompanhamento mediático do seminário e posterior divulgação em canais adequados, como a Internet, contribui para a disseminação dos conteúdos para além do público-alvo.

- EDPD_I1 – O ambiente é de todos

Esta medida, pretende introduzir aos alunos do 5.º e 6.º anos do ensino básico de escolas existentes em todo o Portugal continental, os conceitos de eficiência energética e de alterações climáticas, abrindo

caminho a que algumas medidas de eficiência energética possam ser implementadas tanto na comunidade escolar como em casa. A escolha das escolas teve em consideração a representatividade nacional da comunidade escolar.

A medida compreende a realização de sessões de informação com os professores e envio dos materiais (DVD, cartazes, guias de exploração para os professores e para a escola), um concurso para um projecto de implementação de medidas de eficiência energética nas escolas, ganhando os melhores trabalhos em medidas de eficiência energética 100 000 euros e uma avaliação do impacte do projecto através do envio de questionários aos alunos, encarregados de educação e professores.

- EDPD_I2 – Top Ten

Esta medida visa divulgar e implementar o Top Ten, uma ferramenta de pesquisa on-line já desenvolvida em vários países europeus, com os objectivos de i) orientar o consumidor na escolha dos equipamentos domésticos, colocando a eficiência energética como critério de selecção fundamental; ii) demonstrar de que forma os consumos domésticos influenciam as alterações climáticas e o que cada consumidor pode fazer para melhorar o seu desempenho ambiental; iii) pressionar os fabricantes para melhorarem o desempenho energético dos equipamentos colocados no mercado; e iv) incentivar junto dos vendedores e distribuidores o desenvolvimento de um critério de aconselhamento ao consumidor na escolha dos equipamentos baseado na eficiência energética.

- EDPD_I3 – EcoFamílias

Esta medida pretende acompanhar 225 famílias residentes em Portugal continental de forma a i) caracterizar os hábitos de utilização de equipamentos bem como as necessidades energéticas associadas às diferentes estações do ano e às diferenças climáticas existentes no território nacional, através de medições locais e, ii) racionalizar os consumos das famílias, através do aconselhamento directo e personalizado, de forma a promover a mudança de comportamentos, sem contudo interferir na sua qualidade de vida.

As 225 famílias são seleccionadas de forma aleatória e de modo a serem constituídos 9 grupos, que corresponderão às 9 zonas climáticas definidas no âmbito da nova regulamentação de eficiência energética em edifícios.

- EDPD_I6 – Concurso de ideias de negócio na área da eficiência energética

A medida visa motivar a elaboração de projectos de fim de curso por alunos de universidades e politécnicos para o aumento da eficiência energética no sector residencial, no sector dos serviços ou em unidades industriais, através da atribuição de um prémio aos dois melhores projectos. Os projectos incluem o lançamento de um produto de *hardware* ou de *software* ou com ambas as componentes, e devem permitir obter poupanças quantificáveis de consumo de energia eléctrica.

- END_I1 - E2TRADE: Sistema Voluntário de Transacção de licenças de consumo de electricidade

Os objectivos desta medida passam pelo desenvolvimento de um estudo e de uma aplicação informática aplicada a uma dada organização. Através desta aplicação informática são estabelecidos tectos de consumo para cada unidade e para o conjunto das unidades da organização, são atribuídas gratuitamente licenças de consumo a cada unidade e é implementado um sistema de compra e venda das referidas licenças entre as unidades da organização. Em caso de incumprimento (consumo de energia eléctrica da unidade superior ao quantitativo de licenças que possui) há lugar ao pagamento de uma multa (penalidade financeira superior ao valor de mercado das licenças). As unidades com melhor desempenho veêm ver o seu mérito reconhecido nos termos a acordar com a organização.

- ISQ_I5 – Formação em Sistemas de Iluminação, Integração e Eficiência Energética

O promotor propõe a realização de um curso de formação em sistemas de iluminação, integração e eficiência energética. Com esta medida pretende que os formandos adquiram capacidades para i) identificar as diferentes alternativas de iluminação; ii) conhecer os procedimentos para a implementação de boas práticas na iluminação através de conhecimentos relativos aos diferentes procedimentos de equipamentos de iluminação que promovem a eficiência energética; e, iii) organizar a gestão da manutenção em sistemas de iluminação.

- UF_I2 – Construção do Índice doméstico UF em Portugal

O promotor propõe a elaboração de um indicador, a nível nacional, para estimar o potencial de poupança energética nas habitações portuguesas, tendo por base as respostas a um questionário estruturado. Através de um conjunto de perguntas introduzem-se questões chave para avaliar a eficiência energética na residência, nomeadamente, sobre equipamento, manutenção, controlo energético e cultura energética e com base nas diferenças geográficas, nas características da habitação e nas características pessoais do entrevistado. Com este objectivo são realizadas entrevistas telefónicas, como meio de obter uma amostra significativa e independente para cada distrito.

Por cada entrevista realizada, é enviado um relatório personalizado ao entrevistado e, posteriormente, a todo o universo de utilizadores de Internet, através da página da UF, com os resultados do estudo, os níveis de eficiência energética alcançados, bem como conselhos para uma utilização mais eficiente da energia eléctrica.

- UF_I3 – Campanha do Índice doméstico UF em Portugal

Considerando a medida *UF_I2 – Construção do Índice doméstico UF em Portugal*, apresentado anteriormente, a UF pretende elaborar uma campanha de divulgação dos respectivos resultados, bem como facultar o acesso, a qualquer utilizador da *Internet*, aos questionários base que originam a

construção do mesmo. O serviço é disponibilizado na página de Internet da respectiva promotora sendo destinado a todos os consumidores domésticos de Portugal Continental.

- UF_I5 – Simuladores energéticos On-Line

O promotor propõe disponibilizar um serviço *on-line* de simulação, com o objectivo de dar a conhecer ao sector doméstico os consumos dos diferentes equipamentos eléctricos comuns nas residências e também estimar as poupanças que se poderiam obter substituindo os mesmos por outros de melhor classe de eficiência energética. Concretamente, são disponibilizados simuladores de consumo dos electrodomésticos por divisão, simuladores do consumo dos electrodomésticos de acordo com a classe de eficiência energética e simuladores de poupança na iluminação doméstica.

- UF_I6 – Índice de eficiência energética para a indústria

À semelhança da medida UF_I2, o promotor propõe a elaboração de um indicador, a nível nacional, para estimar o potencial de poupança energética no sector empresarial e em particular no industrial, tendo por base as respostas a um questionário estruturado. Através de um conjunto de perguntas introduzem-se questões chave para avaliar a eficiência energética, nomeadamente, sobre cultura energética, manutenção, controlo energético e inovação tecnológica. A medida é destinada ao sector empresarial, e em particular ao industrial. Às empresas que participem no estudo, são enviados relatórios personalizados e confidenciais sobre o seu nível de eficiência energética.

- UF_I7 – E-Prediagnóstico Energético

Com esta medida o promotor pretende identificar áreas ou actividades particulares de instalações industriais em que é possível obter um uso mais eficiente da energia consumida. Com este objectivo, é disponibilizada *on-line* uma ferramenta de pré-diagnóstico energético, que considera as seguintes variáveis: consumos gerais do edifício, características construtivas, sistema de iluminação, sistema de climatização e equipamentos de processo.

Esta medida é destinada ao sector empresarial e, em particular, ao industrial. A utilização desta ferramenta permite às empresas obter um potencial de poupança energético e financeiro da instalação industrial, detalhado em cada um dos sistemas que a compõem, através de um relatório personalizado.

- UF_I9 – Compensação de Energia Reactiva

A medida consiste na disponibilização de um simulador de compensação de energia reactiva, *on-line*, que mediante a introdução, pelo próprio consumidor, do histórico de energia reactiva capacitiva facturada, calcule uma estimativa da bateria de condensadores necessária à compensação do factor de potência da instalação, indicando o custo aproximado do respectivo fornecimento e instalação, e calcule o período espectável para a amortização do investimento.

Este simulador é vocacionado aos consumidores em BTE ou MT do segmento da indústria, cuja compensação da energia reactiva devolva um período de retorno do investimento igual ou inferior a 24 meses.

- UF_I10 – Realização de Auditorias Energéticas

Esta medida consiste na realização de auditorias energéticas, no sector empresarial. Pretende-se, por um lado informar e promover junto das pequenas e médias empresas dos benefícios resultantes do uso eficiente da energia quer do ponto de vista da redução do consumo energético quer do ponto de vista ambiental, e por outro lado, incentivar e apoiar as empresas auditadas, e em geral, na introdução de medidas de eficiência energética propostas nos relatórios de auditoria mencionados.

O PPEC 2007 aprovou a implementação de 3 medidas tangíveis no segmento indústria e agricultura, que se listam de seguida.

- EDPC_TI1 – Correção do Factor de Potência nos Sectores da Indústria e Agricultura

A medida propõe a instalação de baterias de condensadores no intuito de eliminar a necessidade de fornecimento de energia reactiva às instalações no sector da indústria e agricultura. A EDP Comercial contribui com 80% do investimento e os participantes com 20% de contribuição no seu investimento.

Esta medida é dirigida aos consumidores do sector da indústria e agricultura, com fornecimentos em MT e BTE, que apresentem valores médios mensais de energia reactiva que justifiquem, economicamente, o investimento.

- EDPC_TI2 – Variadores Electrónicos de Velocidade (VEVs) na Indústria

A medida propõe a instalação de variadores electrónicos de velocidade (VEV) no sector da indústria. A EDP Comercial comparticipa 100% do custo médio de um VEV e respectiva aparelhagem de comando e controlo e equipamento auxiliar adicional, nomeadamente, filtros, contadores, encravamento mecânico, contadores de horas, comutadores, botões de emergência, sinalizadores, quadros eléctricos e cabos. Os consumidores alvo são todos os industriais com cargas para movimentações de fluidos com dispositivos de estrangulamento, como bombas, compressores e ventiladores, a funcionar pelo menos dois turnos, i.e. 4 000 horas/ano.

- EDPD_TI1 – Correção do factor de potência no sector da indústria

Esta medida pretende promover a instalação de baterias de condensadores, com vista a eliminar a necessidade de fornecimento de energia reactiva a instalações do sector da indústria, em Portugal continental, com fornecimentos em MT e em BTE. É implementada uma campanha de divulgação da medida junto dos potenciais consumidores alvo, devendo os interessados enviar um formulário

preenchido para a EDP Distribuição. A EDP Distribuição faz o ressarcimento dos investimentos totais que os consumidores seleccionados precisarem de efectuar após a instalação do equipamento.

O PPEC 2007 aprovou a implementação de 3 medidas tangíveis no comércio e serviços, que se listam de seguida.

- EEM_TC1 – Instalação de equipamentos de iluminação eficientes

Esta medida consiste na aquisição e distribuição de 100 000 lâmpadas fluorescentes compactas para substituição de lâmpadas incandescentes, visando todos os consumidores da Região Autónoma da Madeira e decorrerá entre 2007 e 2009. O custo das lâmpadas é parcialmente suportado pelos consumidores participantes através do pagamento de 0,20 €/mês por lâmpada, através da factura de energia eléctrica, durante 12 meses, devendo estes assinar um acordo de aceitação das condições da medida. O incumprimento por parte dos consumidores, nomeadamente a não instalação das lâmpadas, verificável pela monitorização dos consumos e visitas às suas instalações, poderá dar origem a uma penalização, designadamente o pagamento total do custo das lâmpadas.

- EDPD_TC3 – Balastros electrónicos e lâmpadas eficientes

Esta medida pretende promover a instalação de balastros electrónicos e lâmpadas eficientes, através do financiamento aos consumidores de Portugal continental do custo total de 34 500 conjuntos de armadura para duas lâmpadas, balastro electrónico e duas lâmpadas fluorescentes tubulares T5, após o acto da compra.

O promotor difunde entre os proprietários dos edifícios dos serviços a informação relativa a esta medida. O consumidor submete ao promotor um impresso que será difundido na campanha de informação da medida.

- END_TC1 – Iluminação fluorescente: Substituição de balastros ferromagnéticos por balastros electrónicos

Esta medida visa a substituição, de luminárias equipadas com balastros ferromagnéticos por luminárias equivalentes (mesmo tipo de lâmpadas fluorescentes) mais eficientes, equipadas com balastros electrónicos. A presente medida incide sobre zonas de apoio em edifícios de uso público, do tipo de estruturas subterrâneas destinadas a armazenamento e estacionamento. Os consumidores participantes são contactados individualmente pela ENDESA sendo solicitados a comparticipar em 60% do custo de investimento (aquisição e instalação de equipamentos).

O PPEC 2007 aprovou a implementação de 3 medidas tangíveis no residencial, que se listam de seguida.

- EEM_TR2 – Instalação de equipamentos de iluminação eficientes

Com esta medida o promotor pretende promover a instalação de lâmpadas fluorescentes compactas em substituição de lâmpadas incandescentes. Esta medida é idêntica à medida EEM_TC1 aplicada ao segmento residencial, apenas apresentando diferentes benefícios por se tratar de um segmento distinto com utilizações da potência diferentes.

- EDPC_TR1 – Lâmpadas fluorescentes compactas

A medida propõe a aquisição de lâmpadas fluorescentes compactas até um máximo de três por consumidor, para qualquer potência. O valor do incentivo dado ao consumidor para este adquirir esta tecnologia resulta de uma média de preços no mercado destas lâmpadas. Para o efeito são distribuídos por todo o país talões de desconto para as CFL.

- EDPC_TR2 – Promoção de Frigoríficos Eficientes no Sector Doméstico

É proposto o incentivo à aquisição de equipamentos de frio (frigoríficos) com classe de rendimento A em alternativa a equipamentos de menor classe de rendimento. Com este objectivo, o promotor pretende compartilhar a diferença de custo entre os respectivos equipamentos. O equipamento alvo desta medida será o frigorífico de classe de rendimento A, com consumo médio anual aproximado de 321 kWh.

- END_TR2 – Substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes compactas

Esta medida pretende substituir lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes compactas, com melhor desempenho energético e com uma duração superior. Esta medida é de âmbito nacional decorrendo designadamente nas capitais de distrito e outros núcleos populacionais importantes. Para tal são instalados postos de atendimento em espaços públicos de grande circulação, nomeadamente centros comerciais e mercados, onde é efectuada a troca de lâmpadas e distribuídos folhetos educativos e promocionais e kits de demonstração das virtualidades das lâmpadas fluorescentes compactas.

C. EXECUÇÃO ORÇAMENTAL DO PPEC 2007, EM OUTUBRO DE 2008

O quadro seguinte detalha os valores previstos no PPEC, e o incentivo já concedido, por cada medida de cada promotor.

Na primeira coluna apresentam-se os valores orçamentados das medidas seleccionadas no concurso do PPEC 2007. Algumas destas medidas são plurianuais apresentando prazos de implementação de dois

ou três anos. Na segunda coluna apresentam-se os valores orçamentados relativos à implementação das medidas em 2007.

Quadro V - 1 – Execução orçamental do PPEC 2007

	Unidade:EUR		
	Previsto PPEC (2007-2009)	Previsto PPEC 2007	Incentivo PPEC'07 concedido
Unión Fenosa	564.177	430.300	372.217
UF_I2 - Construção do índice doméstico UF em Portugal	52.891	25.000	24.960
UF_I3 - Campanha do índice doméstico UF em Portugal	67.188	30.000	29.941
UF_I5 - Simuladores energéticos on-line	45.800	45.800	45.734
UF_I6 - Índice de eficiência energética para a indústria	145.798	77.000	77.000
UF_I7 - E-Prediagnóstico energético	97.500	97.500	39.990
UF_I9 - Compensação de energia reactiva	23.000	23.000	22.940
UF_I10 - Realização de auditorias energéticas	132.000	132.000	131.652
EDP Comercial	4.601.294	4.450.746	1.470.354
EDPC_I2 - Enery Bus - Autocarro temático	492.898	342.350	271.723
EDPC_I10 - Divulgação e promoção da utilização eficiente de energia eléctrica	21.000	21.000	17.492
EDPC_TI1 - Correção do factor de potência nos sectores da indústria e agricultura	1.013.260	1.013.260	2.159
EDPC_TI2 - Variadores electrónicos de velocidade na Indústria	1.468.054	1.468.054	1.685
EDPC_TR1 - Lâmpadas fluorescentes compactas	1.366.509	1.366.509	1.177.296
EDPC_TR2 - Promoção de frigoríficos eficientes no sector doméstico	239.573	239.573	0
EDP Distribuição	3.845.439	3.668.743	390.094
EDPD_I1 - O ambiente é de todos	460.000	460.000	248.950
EDPD_I2 - TopTen	100.304	52.180	16.827
EDPD_I3 - Ecofamílias	350.408	350.408	122.303
EDPD_I6 - Concurso ideias luminosas na área da eficiência energética	263.571	135.000	0
EDPD_TI1 - Correção do factor de potência no sector da indústria	555.767	555.767	1.216
EDPD_TC3 - Balastros electrónicos e lâmpadas eficientes	2.115.389	2.115.389	799
Endesa	1.222.232	1.150.003	302.868
END_I1 - E2Trade - Sistema voluntário de transacção de licenças de consumo de electricidade	210.450	138.221	69.400
END_TC1 - Substituição de balastros ferromagnéticos por electrónicos	305.742	305.742	0
END_TR2 - Substituição de lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas	706.040	706.040	233.468
EDA	41.213	41.213	40.525
EDA_I1 - Racionalização de consumos em aplicações de frio industrial	41.213	41.213	40.525
EEM	491.778	227.698	23.352
EEM_TC1 - Instalação de equipamentos de iluminação eficientes	245.889	113.849	11.676
EEM_TR2 - Instalação de equipamentos de iluminação eficientes	245.889	113.849	11.676
ISQ	16.492	16.492	0
ISQ_I5 - Formação em sistemas de iluminação, integração e eficiência energética	16.492	16.492	0
TOTAL	10.782.625	9.985.194	2.599.411

Refira-se que a EDP Comercial, a EDP Distribuição, a EEM, a ENDESA e o ISQ ainda não receberam o incentivo relativo ao segundo semestre de 2007, devido a atrasos ocorridos no processo de aprovação dos relatórios de execução das medidas, que se prendem com o facto de os prazos de implementação do PPEC 2007 terem sido adiados 3 meses e por estar a decorrer um processo de pedidos de esclarecimento a alguns desses promotores.

Estima-se que os referidos pagamentos relativos ao segundo semestre ascendam a 6 162 086,95 euros.

Prevê-se que estes pagamentos sejam regularizados ainda em 2008. Assim, as medidas aprovadas para o PPEC 2007 foram executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto.

Quadro V - 2 – Execução orçamental do PPEC 2007 até ao final do ano 2008

	Unidade:EUR			Grau de execução previsto
	Previsto PPEC 2007	Incentivo PPEC'07 concedido	Incentivo PPEC'07 a pagar até final 2008	
Execução orçamental PPEC 2007 relativa à implementação das medidas em 2007	9.985	2.599	8.761	88%

O remanescente para os 10 milhões de euros (dotação orçamental do PPEC 2007, para o ano de 2007) totaliza 1 238 502,51 euros.

Devido ao diferimento de 3 meses introduzido na implementação dos PPEC 2007, os pagamentos aos promotores só começaram a ser efectuados em 2008, não tendo sido efectuado qualquer pagamento em 2007, pelo que é necessário devolver aos consumidores de energia eléctrica 477 238,77 euros relativos a juros, valor que será considerado nas tarifas de 2010 com os desvios de 2008, tendo em conta o valor efectivo de execução do PPEC.