



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E
OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2009-2011**

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

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
0.1	Alterações estruturais introduzidas no sector eléctrico e que condicionam as tarifas para 2009	2
0.2	Principais alterações introduzidas nas tarifas para 2009	8
0.3	Tarifas e preços a aprovar para 2009	11
0.4	Principais determinantes da variação das tarifas	12
0.4.1	Perspectivas macroeconómicas	12
0.4.2	Custos de aprovisionamento de energia do Comercializador de último recurso	13
0.4.3	Introdução de metas de eficiência a uma gestão mais eficiente das actividades reguladas	15
0.4.4	Lei n.º 12/2008	16
0.4.5	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	19
0.4.5.1	Diferencial de custo da Produção em Regime Especial	24
0.4.5.2	Novo regime para o cálculo das rendas dos municípios nas concessões de distribuição de electricidade em baixa tensão	25
0.4.5.3	Custos para a manutenção do equilíbrio contratual	26
0.4.5.4	Diferencial de custo do Agente Comercial	27
0.4.5.5	Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas	28
0.4.6	Défices tarifários	28
0.4.7	Crescimento da procura de energia eléctrica	30
0.5	Evolução das tarifas de Venda aos Clientes Finais e das tarifas de Acesso às Redes	32
0.6	Proveitos permitidos	36
1	INTRODUÇÃO	39
2	TARIFAS E PREÇOS PUBLICADOS PELA ERSE	41
2.1	Tarifas	41
2.2	Preços de outros serviços	45
2.2.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais	45
2.2.2	Preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço	45
3	ENQUADRAMENTO ECONÓMICO	47
3.1	Contexto internacional	47
3.2	Portugal	49
3.2.1	Crescimento económico	49
3.2.2	Inflação	50
3.2.3	Previsões económicas	52
4	APLICAÇÃO DA LEGISLAÇÃO SOBRE ESTABILIDADE TARIFÁRIA (DECRETO-LEI N.º 165/2008)	55
5	ALTERAÇÕES AO REGULAMENTO TARIFÁRIO	61

6	PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE	67
6.1	Pressupostos	68
6.2	Balanço de energia eléctrica.....	69
6.2.1	Balanço de energia eléctrica para o Continente	69
6.2.2	Balanço de energia eléctrica para a Região Autónoma dos Açores.....	73
6.2.3	Balanço de energia eléctrica para a Região Autónoma da Madeira.....	74
6.3	Actividade desenvolvida pelo Agente Comercial	75
6.4	Actividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT	77
6.4.1	Actividade de Gestão Global do Sistema.....	77
6.4.2	Actividade de Transporte de Energia Eléctrica	79
6.5	Actividades desenvolvidas pelo operador da rede de distribuição	83
6.5.1	Actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	83
6.5.2	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	87
6.6	Actividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso	91
6.6.1	Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	91
6.6.2	Actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	96
6.6.3	Actividade de Comercialização	97
6.7	Proveitos permitidos para 2009 no Continente	99
6.8	Actividades desenvolvidas pela concessionária do transporte e distribuição da região autónoma dos açores	104
6.8.1.1	Proveitos permitidos e parâmetros de regulação da EDA	104
6.8.1.2	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	106
6.8.1.3	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	108
6.8.1.4	Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica.....	111
6.8.2	Proveitos permitidos à EDA para 2009	114
6.8.3	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores.....	116
6.9	Actividades desenvolvidas pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da região autónoma da madeira	118
6.9.1	Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da RAM.....	118
6.9.2	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da RAM.....	119
6.9.3	Proveitos permitidos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da RAM ..	119
6.9.4	Proveitos Permitidos à EEM para 2008	120
6.9.5	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira.....	121
7	TARIFAS PARA VIGORAR EM 2009	123
7.1	Tarifas por actividade da entidade concessionária da RNT.....	123
7.1.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	123
7.1.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	127
7.2	Tarifas por actividade dos operadores de rede de distribuição	128
7.2.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	129
7.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	134
7.2.3	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	136
7.3	Tarifas por actividade do Comercializador de último recurso	139

		Índices
	7.3.1 Tarifa de Energia	140
	7.3.2 Tarifas de Comercialização	141
7.4	Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental	142
	7.4.1 Aditividade tarifária	142
	7.4.2 Fornecimentos de Iluminação Pública no Continente	145
	7.4.3 Tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso para vigorarem em 2009	145
7.5	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	151
	7.5.1 Convergência e Aditividade tarifária	152
	7.5.2 Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA para vigorarem em 2009	155
7.6	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	160
	7.6.1 Convergência e Aditividade tarifária	161
	7.6.2 Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM para vigorarem em 2009	164
7.7	Tarifas de Acesso às Redes	169
8	PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS	177
8.1	Parâmetros a vigorar em 2009	177
8.2	Valores a facturar pela REN à EDP Serviço Universal	182
8.3	Valores mensais a transferir pela REN	183
	8.3.1 Transferências para a Região Autónoma dos Açores	183
	8.3.2 Transferências para a Região Autónoma da Madeira	184
8.4	Valores mensais a transferir pela EDP Distribuição	185
8.5	Défices tarifários 2006 e 2007 e diferencial de custos gerados em 2009	188
8.6	Ajustamentos tarifários de 2007 e 2008	188
8.7	Factores de ajustamento para perdas nas redes	191
	8.7.1 Factores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental	191
	8.7.2 Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores	192
	8.7.3 Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira	193
8.8	Períodos horários	194
	8.8.1 Regra transitória de aplicação do ciclo diário quando os equipamentos de medição não estejam adaptados ao novo horário do ciclo diário	199
9	PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS	201
9.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais	201
	9.1.1 Enquadramento Regulamentar	201
	9.1.2 Propostas das Empresas	203
	9.1.2.1 Preços de leitura extraordinária	203
	9.1.2.2 Quantia mínima a pagar em caso de mora	207
	9.1.2.3 Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica	208
	9.1.3 Valores a vigorar em 2009	215
	9.1.3.1 Preços de leitura extraordinária	215
	9.1.3.2 Quantia mínima a pagar em caso de mora	218
	9.1.3.3 Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica	219

9.2 Preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.....	223
9.2.1 Enquadramento regulamentar.....	223
9.2.2 Proposta das empresas	227
9.2.2.1 Verificação da qualidade da onda de tensão.....	227
9.2.2.2 Visita às instalações de clientes	233
9.2.2.3 Artigo 35.º - Avarias na alimentação individual dos clientes	234
9.2.3 Valores a vigorar em 2009	235
9.2.3.1 Monitorização da onda tensão.....	235
9.2.3.2 Visita instalação do cliente - (artigo 34.º do RQS).....	238
9.2.3.3 Avarias na alimentação individual do cliente (no artigo 35.º do RQS).....	240
10 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS.....	243
10.1 Impacte no preço médio das tarifas por actividade.....	243
10.1.1 Evolução do preço médio das tarifas por actividade entre 2008 e 2009	243
10.1.2 Evolução das tarifas por actividade entre 1999 e 2009	250
10.2 Impacte no preço médio das tarifas de acesso às redes.....	254
10.2.1 Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes entre 2008 e 2009	254
10.2.2 Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2009	258
10.2.3 Evolução das tarifas de Acesso às Redes entre 1999 e 2009	262
10.3 Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso	264
10.3.1 Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso entre 2008 e 2009	264
10.3.2 Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2009.....	271
10.3.3 Evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso entre 1990 e 2009	274
10.4 Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	277
10.4.1 Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 2008 e 2009.....	277
10.4.2 Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 1990 e 2009.....	282
10.5 Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	285
10.5.1 Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 2008 e 2009.....	285
10.5.2 Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 1990 e 2009	289
10.6 Análise da Convergência Tarifária.....	291
10.7 Custos de interesse económico geral em 2009.....	295
ANEXOS	301
ANEXO I SIGLAS	303
ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	309
ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011”	313
ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS	

SERVIÇOS EM 2009 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011”	397
I. Generalidade	399
II. Especialidade.....	401
Anexo – Custo de capital	423
A. Actividade de Transporte de Energia Eléctrica	423
I. Sobrestimação do custo de capital da REN, SA.....	423
II. Subestimação do custo de capital da REN.....	425
B. Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	428
C. EEM.....	429
D. Actividade de Comercialização	430
E. Comentários que têm implícito que o custo de capital proposto está subestimado	431

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Evolução dos preços <i>spot</i> de crude, gás natural e carvão.....	4
Figura 0-2 - Preço médio (aritmético) no mercado diário OMIE, em Portugal e em Espanha	5
Figura 0-3 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999.....	23
Figura 3-1 - Evolução do PIB, em termos reais	48
Figura 3-2 - Convergência Real (UE-27=100)	49
Figura 3-3 - Evolução do Índice de Preços no Consumidor (taxa de variação média anual).....	50
Figura 3-4 - Evolução do Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (taxa de variação anual) ...	51
Figura 3-5 - Evolução do deflator do PIB e do deflator do Consumo Privado (taxa de variação anual).....	51
Figura 4-1 - Neutralidade do Decreto-Lei n.º 165/2008 ao nível da concorrência no mercado retalhista	58
Figura 7-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 da RAA.....	153
Figura 7-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 da RAM	162
Figura 10-1 - Preço médio da tarifa de Energia 2009/2008.....	244
Figura 10-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema 2009/2008	245
Figura 10-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT 2009/2008	245
Figura 10-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT 2009/2008	246
Figura 10-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT 2009/2008.....	247
Figura 10-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT 2009/2008	247
Figura 10-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT 2009/2008.....	248
Figura 10-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT 2009/2008	248
Figura 10-9 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTE 2009/2008.....	249
Figura 10-10 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN 2009/2008	250
Figura 10-11 - Evolução das tarifas por actividade (preços constantes de 2008).....	253
Figura 10-12 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes 2009/2008.....	254
Figura 10-13 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT 2009/2008	255
Figura 10-14 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT 2009/2008	256
Figura 10-15 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT 2009/2008.....	256
Figura 10-16 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes BTE 2009/2008.....	257
Figura 10-17 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes BTN (com IP) 2009/2008 ..	257
Figura 10-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2009, decomposto por actividade, sem os efeitos do Decreto-Lei n.º 165/2008	258
Figura 10-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2009, sem os efeitos do Decreto-Lei n.º 165/2008.....	259
Figura 10-20 – Efeitos do Decreto-Lei n.º 165/2008 no preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2009	259
Figura 10-21 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2009, com os efeitos do Decreto-Lei n.º 165/2008.....	260

Figura 10-22 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2009 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral, sem os efeitos do Decreto-Lei n.º 165/2008.....	261
Figura 10-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2009 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral, sem os efeitos do Decreto-Lei n.º 165/2008.....	261
Figura 10-24 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....	262
Figura 10-25 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2008).....	263
Figura 10-26 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso 2009/2008.....	265
Figura 10-27 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MAT, AT e MT 2009/2008.....	266
Figura 10-28 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BT 2009/2008.....	267
Figura 10-29 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MAT 2009/2008.....	268
Figura 10-30 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em AT 2009/2008.....	268
Figura 10-31 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MT 2009/2008.....	269
Figura 10-32 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTE 2009/2008.....	269
Figura 10-33 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA) 2009/2008.....	270
Figura 10-34 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN sem IP (\leq 20,7 kVA) 2009/2008.....	270
Figura 10-35 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em IP 2009/2008.....	271
Figura 10-36 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2009.....	272
Figura 10-37 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2009.....	272
Figura 10-38 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2009, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Geral.....	273
Figura 10-39 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2009, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Geral.....	274
Figura 10-40 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes).....	275
Figura 10-41 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2008).....	276
Figura 10-42 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA.....	278
Figura 10-43 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA.....	279
Figura 10-44 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BT na RAA.....	279
Figura 10-45 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA.....	280

Figura 10-46 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 17,25 kVA) na RAA	281
Figura 10-47 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP (\leq 17,25 kVA) na RAA	281
Figura 10-48 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAA.....	282
Figura 10-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)	283
Figura 10-50 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2008).....	284
Figura 10-51 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM.....	285
Figura 10-52 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM	286
Figura 10-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BT na RAM	287
Figura 10-54 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM.....	287
Figura 10-55 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM.....	288
Figura 10-56 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP (\leq 20,7 kVA) na RAM.....	288
Figura 10-57 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAM	289
Figura 10-58 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes).....	290
Figura 10-59 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2008).....	291
Figura 10-60 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2008 e 2009	292
Figura 10-61 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAA e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respectiva estrutura de consumos	293
Figura 10-62 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAM e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respectiva estrutura de consumos	293
Figura 10-63 - Preços médios na RAA e na RAM por tipo de fornecimento em 2009, em percentagem dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, corrigidos da estrutura de consumos.....	295
Figura 10-64 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999.....	299

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Pressupostos	13
Quadro 0-2 - Preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado pelo comercializador de último recurso em 2009.....	14
Quadro 0-3 - Metas de eficiência aplicáveis aos custos operacionais das actividades reguladas para o período de regulação 2009-2011	15
Quadro 0-4 - Custo de capital reconhecido às actividades reguladas de redes e de comercialização para o período de regulação 2009-2011	16
Quadro 0-5 - Custos evitados associados aos contadores pela aplicação da Lei n.º 12/2008 nas tarifas de 2009	18
Quadro 0-6 - Acréscimo de custos associados à facturação pela aplicação da Lei n.º 12/2008 nas tarifas de 2009	19
Quadro 0-7 - Custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2009	21
Quadro 0-8 – Peso dos custos de interesse económico geral no preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais, em %.....	24
Quadro 0-9 - Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica à Produção em Regime Especial em 2009	25
Quadro 0-10 - Redução de custos associados ao Decreto-Lei n.º 230/2008 que define um novo regime para o cálculo das rendas dos municípios nas concessões de distribuição de electricidade em baixa tensão nas tarifas de 2009	26
Quadro 0-11 - Diferencial de custo dos CAE não cessados.....	27
Quadro 0-12 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2008.....	28
Quadro 0-13 – Custos não recuperados nas tarifas de 2008	30
Quadro 0-14 - Indicadores energéticos.....	31
Quadro 0-15 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 para 2009 em Portugal Continental.....	32
Quadro 0-16 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 para 2009 da Região Autónoma dos Açores	33
Quadro 0-17 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 para 2009 da Região Autónoma da Madeira	33
Quadro 0-18 - Convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM face às tarifas de Portugal continental em 2009.....	34
Quadro 0-19 - Impacte do mecanismo de convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM e de Portugal Continental.....	34
Quadro 0-20 - Variação das tarifas de Acesso às Redes de 2008 para 2009 em Portugal continental	35
Quadro 0-21 - Variação das tarifas por actividade de 2008 para 2009 em Portugal continental	36
Quadro 0-22 - Proveitos em Portugal continental, em 2009.....	37
Quadro 0-23 - Proveitos nas Regiões Autónomas, em 2009.....	38
Quadro 2-1 - Tarifas Reguladas.....	42
Quadro 3-1 - Previsões económicas para 2008 e 2009.....	52

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011*

Índices

Quadro 6-1 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2008 a 2011	70
Quadro 6-2 - Previsões da procura de electricidade na rede pública em Portugal continental para 2008 a 2011	70
Quadro 6-3 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura	71
Quadro 6-4 - Evolução do número de consumidores no período 2007 a 2011	72
Quadro 6-5 - Evolução dos fornecimentos de energia eléctrica no período 2007 a 2011	72
Quadro 6-6 - Balanço de energia eléctrica da EDA	73
Quadro 6-7 - Balanço de energia eléctrica da EEM	74
Quadro 6-8 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	75
Quadro 6-9 - Ajustamentos a facturar pelo agente comercial ao comercializador de último recurso ...	76
Quadro 6-10 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema	78
Quadro 6-11 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica	82
Quadro 6-12 - Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial	84
Quadro 6-13 - Défice tarifário de BT afecto ao comercializador de último recurso	85
Quadro 6-14 - Proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	86
Quadro 6-15 - Custos com o plano de reestruturação de efectivos (PAR)	88
Quadro 6-16 – Custos com planos de efectivos	88
Quadro 6-17 - Parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para o período regulatório 2009-2011	89
Quadro 6-18 - Proveitos permitidos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	90
Quadro 6-19 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura	92
Quadro 6-20 - Preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado pelo comercializador de último recurso em 2009	93
Quadro 6-21 - Custos com a aquisição de energia eléctrica	94
Quadro 6-22 - Ajustamentos do comercializador de último recurso	95
Quadro 6-23 - Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	95
Quadro 6-24 - Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	96
Quadro 6-25 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos na actividade de Comercialização	98
Quadro 6-26 – Custos não recuperados em 2009 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008	100
Quadro 6-27 - Proveitos permitidos em 2009, por actividade, no Continente	101
Quadro 6-28 – Ajustamentos de 2007 e 2008	102
Quadro 6-29 – Ajustamentos de 2007 e 2008 (cont)	103
Quadro 6-30 - Proveitos permitidos das actividades reguladas da EDA	105
Quadro 6-31 - Componente variável unitária dos proveitos das actividades de DEE e de CEE	106

Quadro 6-32 - Taxas de remuneração dos activos	107
Quadro 6-33 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA	108
Quadro 6-34 - Parâmetros da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA	109
Quadro 6-35 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA.....	110
Quadro 6-36 - Custos transferidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	111
Quadro 6-37 - Parâmetros da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA	112
Quadro 6-38 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA.....	113
Quadro 6-39 - Valor dos contadores de 2008 a devolver à tarifa em 2009	114
Quadro 6-40 - Proveitos permitidos à EDA para 2009.....	115
Quadro 6-41 - Proveitos permitidos à EDA, para 2009, excluindo ajustamentos.....	115
Quadro 6-42 - Impacte das decisões da ERSE nos proveitos permitidos da EDA.....	116
Quadro 6-43 - Custo com a convergência tarifária da RAA.....	117
Quadro 6-44 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EEM.....	118
Quadro 6-45 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM	119
Quadro 6-46 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM	120
Quadro 6-47 - Proveitos permitidos da EEM.....	121
Quadro 6-48 - Custo com a convergência tarifária na RAM	121
Quadro 7-1 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT	124
Quadro 7-2 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.....	125
Quadro 7-3 - Preços da parcela III (custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.....	125
Quadro 7-4 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT	125
Quadro 7-5 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.....	126
Quadro 7-6 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a incorporar nas tarifas de 2009 tendo em conta a compensação financeira estabelecida no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º 226-A/2007	127
Quadro 7-7 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2009	127
Quadro 7-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT.....	128

Quadro 7-9 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT.....	128
Quadro 7-10 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema.....	129
Quadro 7-11 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral) da tarifa de Uso Global do Sistema excluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.....	131
Quadro 7-12 - Efeitos directos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 nos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.....	131
Quadro 7-13 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral) da tarifa de Uso Global do Sistema incluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.....	131
Quadro 7-14 - Preços da parcela III (custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema.....	131
Quadro 7-15 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema excluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.....	132
Quadro 7-16 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema incluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.....	132
Quadro 7-17 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias excluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.....	132
Quadro 7-18 - Efeitos directos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 nos preços da tarifa Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	133
Quadro 7-19 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias incluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.....	133
Quadro 7-20 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias incluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.....	134
Quadro 7-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	135
Quadro 7-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	135
Quadro 7-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	136
Quadro 7-24 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2009.....	136
Quadro 7-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	137
Quadro 7-26 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	137
Quadro 7-27 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	138
Quadro 7-28 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	138
Quadro 7-29 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	139
Quadro 7-30 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	139
Quadro 7-31 - Custos marginais de energia	140
Quadro 7-32 - Preços da tarifa de Energia	141
Quadro 7-33 - Preços da tarifa de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	141
Quadro 7-34 - Preços da tarifa de Comercialização.....	142

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011*

Índices

Quadro 7-35 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 para 2009.....	143
Quadro 7-36 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em MAT, AT e MT de 2008 para 2009	143
Quadro 7-37 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTE de 2008 para 2009.....	144
Quadro 7-38 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA de 2008 para 2009	144
Quadro 7-39 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN <= 20,7 kVA de 2008 para 2009	144
Quadro 7-40 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorar em 2009.....	145
Quadro 7-41 - Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	151
Quadro 7-42 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	152
Quadro 7-43 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a recuperar na tarifa UGS	152
Quadro 7-44 - Variações médias nas opções tarifárias de 2008 para 2009 na RAA	154
Quadro 7-45 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de MT de 2008 para 2009 na RAA	154
Quadro 7-46 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE de 2008 para 2009 na RAA	154
Quadro 7-47 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 17,25 kVA de 2008 para 2009 na RAA	155
Quadro 7-48 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 17,25 kVA de 2007 para 2008 na RAA	155
Quadro 7-49 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorar em 2009	156
Quadro 7-50 - Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	160
Quadro 7-51 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	161
Quadro 7-52 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a recuperar na tarifa UGS.....	161
Quadro 7-53 - Variações médias nas opções tarifárias de 2008 para 2009 na RAM.....	163
Quadro 7-54 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de AT e MT de 2008 para 2009 na RAM.....	163
Quadro 7-55 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE de 2008 para 2009 na RAM.....	163
Quadro 7-56 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA de 2008 para 2009 na RAM	164
Quadro 7-57 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA de 2008 para 2009 na RAM.....	164
Quadro 7-58 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorar em 2009.....	165
Quadro 7-59 - Preços das tarifas de Acesso às Redes para vigorar em 2009 excluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008	170

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Índices

Quadro 7-60 - Efeitos directos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 nos preços das tarifas de Acesso às Redes.....	173
Quadro 7-61 - Preços das tarifas de Acesso às Redes para vigorar em 2009 incluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008	174
Quadro 8-1 - Valor a facturar pela REN à EDP Serviço Universal	182
Quadro 8-2 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	183
Quadro 8-3 - Transferências da REN para a EDA.....	184
Quadro 8-4 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	185
Quadro 8-5 - Transferências da REN para a EEM	185
Quadro 8-6 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal	186
Quadro 8-7 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	187
Quadro 8-8 – Custos não recuperados nas tarifas de 2009	188
Quadro 8-9 - Valor dos ajustamentos de 2007 e 2008 incluídos nos proveitos permitidos de 2009 da REN <i>Trading</i>	189
Quadro 8-10 - Valor dos ajustamentos de 2007 e 2008 incluídos nos proveitos permitidos de 2009 da REN	189
Quadro 8-11 - Valor dos ajustamentos de 2008 incluídos nos proveitos permitidos de 2009 da EDP Distribuição.....	190
Quadro 8-12 - Valor dos ajustamentos de 2007 e 2008 incluídos nos proveitos permitidos de 2009 da EDP Serviço Universal	190
Quadro 8-13 - Valor dos ajustamentos de 2007 incluídos nos proveitos permitidos de 2009 da EDA	191
Quadro 8-14 - Valor dos ajustamentos de 2007 incluídos nos proveitos permitidos de 2009 da EEM	191
Quadro 8-15 - Factores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental	192
Quadro 8-16 - Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores ...	193
Quadro 8-17 - Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira ...	194
Quadro 8-18 - Períodos horários.....	195
Quadro 9-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição	204
Quadro 9-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2009	205
Quadro 9-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDA.....	206
Quadro 9-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EEM.....	206
Quadro 9-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta EDP Serviço Universal e EEM	207
Quadro 9-6 - Facturação de quantias mínimas pela EDP Serviço Universal	207
Quadro 9-7 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta EDA	208
Quadro 9-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica – clientes em MAT	208
Quadro 9-9 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EDP Distribuição	209

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011*

Índices

Quadro 9-10 - Valores das tarefas associadas aos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica	210
Quadro 9-11 - Número de ordens de serviço relativas a interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica	212
Quadro 9-12 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EDA	213
Quadro 9-13 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EEM	214
Quadro 9-14 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2009	216
Quadro 9-15 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2009	217
Quadro 9-16 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2009	217
Quadro 9-17 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2009 em Portugal continental, na RAA e na RAM	219
Quadro 9-18 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2009.....	220
Quadro 9-19 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2009	222
Quadro 9-20 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2009.....	223
Quadro 9-21 - Valor das compensações (qualidade comercial - Portugal continental).....	226
Quadro 9-22 - Valor das compensações (qualidade comercial - Regiões Autónomas).....	226
Quadro 9-23 - Estimativa dos custos das acções de monitorização em MAT, AT e MT para 2009	228
Quadro 9-24 - Variação dos custos unitários na monitorização em MAT, AT e MT.....	229
Quadro 9-25 - Estimativa dos custos das acções de monitorização em BT para 2009	229
Quadro 9-26 - Variação dos custos unitários na monitorização em BT.....	230
Quadro 9-27 - Valores limite propostos pela EDP Distribuição (monitorização da qualidade da onda de tensão).....	231
Quadro 9-28 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2009.....	231
Quadro 9-29 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EDA	232
Quadro 9-30 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EEM.....	232
Quadro 9-31 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EDA	233
Quadro 9-32 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EEM	234
Quadro 9-33 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EDA	234
Quadro 9-34 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EEM	235
Quadro 9-35 - Valores limite previstos no artigo 46.º do RQS para 2009 em Portugal continental (monitorização da onda de tensão).....	236
Quadro 9-36 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2009, na RAA (monitorização da onda de tensão).....	237
Quadro 9-37 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2009, na RAM (monitorização da onda de tensão).....	238
Quadro 9-38 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2009 (visita à instalação do cliente).....	239
Quadro 9-39 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2009 (visita à instalação do cliente).....	240
Quadro 9-40 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2009 (avarias na alimentação individual dos clientes).....	241

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011*

Índices

Quadro 9-41 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2009 (avarias na alimentação individual dos clientes).....	241
Quadro 10-1 - Evolução das tarifas por actividade	251
Quadro 10-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes 2009/2008	254
Quadro 10-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão.....	263
Quadro 10-4 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso 2009/2008.....	264
Quadro 10-5 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MAT, AT e MT 2009/2008	266
Quadro 10-6 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BT 2009/2008	267
Quadro 10-7 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão	277
Quadro 10-8 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA.....	277
Quadro 10-9 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão	284
Quadro 10-10 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM	285
Quadro 10-11 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão	291
Quadro 10-12 - Preços médios na RAA e na RAM por tipo de fornecimento em 2009, em percentagem dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, corrigidos da estrutura de consumos.....	294
Quadro 10-13 - Custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2009	297
Quadro 10-14 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2009	299

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento “Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009 a 2011” fundamenta as tarifas e preços aprovadas para vigorarem durante o ano de 2009. Este documento é integrado pelos seguintes anexos: (i) Cálculo dos proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico para 2009, (ii) Parâmetros de regulação e do Custo de capital para o período 2009 a 2011, (iii) Estrutura tarifária em 2009, (iv) Caracterização da procura de energia eléctrica em 2009, (v) Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009, (vi) Novos períodos horários a vigorarem em 2009, (vii) Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas, (viii) Breve caracterização dos investimentos nas redes de transporte e distribuição de energia eléctrica e (ix) Relatório da qualidade de serviço do transporte e distribuição de energia eléctrica em 2007.

A aprovação das tarifas e preços foi, de acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, precedida de proposta submetida em Outubro de 2008 à apreciação do Conselho Tarifário, da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Esta proposta foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante. As tarifas ora aprovadas têm em consideração o parecer do Conselho Tarifário, que se torna público. O parecer do Conselho Tarifário e a resposta da ERSE são apresentados em anexos do presente documento.

O quadro legal do sector eléctrico sofreu, desde 2006, uma profunda reestruturação. Procedeu-se através dos Decretos-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e n.º 172/2006, de 23 de Agosto à transposição da Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade. Através do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho aprofundou-se a integração e operacionalização do mercado ibérico da energia eléctrica (MIBEL).

A Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, relativa aos serviços públicos essenciais veio estabelecer um conjunto de disposições com incidência em especial nos contadores e custos inerentes, na periodicidade de facturação e na leitura dos contadores (prescrição e caducidade).

O Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, introduziu mecanismos de estabilização tarifária aplicáveis em períodos de excepcionais circunstâncias de custos, com impactes tarifários elevados, definindo as regras aplicáveis ao reconhecimento de ajustamentos tarifários referentes à aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso, e bem como, à repercussão tarifária dos custos de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

Posteriormente, por Despacho de 3 de Outubro de 2008 do Ministro da Economia e da Inovação, foi determinado que o montante de € 50 000 000 do valor do equilíbrio económico-financeiro pago pelos centros electroprodutores hídricos, previsto no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, deverá ser afectado à estabilização das tarifas de energia eléctrica através do pagamento de parte dos custos com

a convergência tarifária de 2009 entre as Regiões Autónomas e o Continente, com repercussão directa na redução da tarifa de Uso Global do Sistema paga por todos os consumidores.

Por fim, foi publicado o Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de Novembro, que define um novo regime para o cálculo das rendas dos municípios nas concessões de distribuição de electricidade em baixa tensão.

0.1 ALTERAÇÕES ESTRUTURAIS INTRODUZIDAS NO SECTOR ELÉCTRICO E QUE CONDICIONAM AS TARIFAS PARA 2009

TRANSPOSIÇÃO DA DIRECTIVA N.º 2003/54/CE, DE 26 DE JUNHO, QUE ESTABELECE REGRAS COMUNS PARA O MERCADO INTERNO DA ELECTRICIDADE

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, veio estabelecer as bases da organização e do funcionamento do sector eléctrico, remetendo para legislação complementar um conjunto de matérias que concretizam essas bases. O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, surge como parte dessa legislação complementar, definindo, entre outros, os procedimentos para atribuição da concessão da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT) e das concessões de distribuição de electricidade em alta e média tensão e em baixa tensão.

APROFUNDAMENTO DA INTEGRAÇÃO E OPERACIONALIZAÇÃO DO MERCADO IBÉRICO DA ENERGIA ELÉCTRICA (MIBEL)

O Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, estabelece um conjunto de disposições destinadas a promover o aprofundamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), sendo de destacar as seguintes: (i) Cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) por opção dos produtores e sua participação no mercado, (ii) Introdução dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) na tarifa de Uso Global do Sistema, paga por todos os consumidores e (iii) Aprovisionamento do comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) para satisfação dos consumos dos seus clientes no mercado de energia eléctrica.

LEI DOS SERVIÇOS PÚBLICOS ESSENCIAIS

No início do ano de 2008 é aprovada a Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, relativa aos serviços públicos essenciais, que vem proibir a cobrança aos utentes de qualquer importância a título de preço, aluguer, amortização ou inspecção periódica de contadores ou qualquer outra taxa de efeito equivalente independentemente da designação utilizada. Tanto no sector eléctrico como no sector do gás natural, desde há muitos anos que o fornecimento e instalação dos contadores constitui encargo dos operadores das redes, os quais não podiam cobrar directamente aos consumidores qualquer quantia a título de aluguer ou indemnização pelo uso daqueles aparelhos. No entanto, esses custos por integrarem as infra-

estruturas de distribuição eram considerados para efeitos de cálculo de tarifas. Com a entrada em vigor da Lei n.º 12/2008, os custos com os contadores deixam de ser considerados no cálculo das tarifas de electricidade e de gás natural.

Adicionalmente a Lei n.º 12/2008 estabelece a regra da facturação mensal a qual assume uma natureza supletiva, ou seja, a facturação será mensal se as partes não acordarem outra periodicidade. A possibilidade de escolha da periodicidade de facturação por parte dos consumidores, permite preservar a existência de acordos celebrados entre os prestadores dos serviços e os consumidores, que vão de encontro às suas necessidades e preferências, como por exemplo as modalidades de facturação que asseguram estabilidade e previsibilidade de pagamentos periódicos, o que tem sido considerado pelos aderentes um elemento positivo na gestão dos orçamentos das famílias.

Por último, a Lei n.º 12/2008 em resultado de uma clarificação das regras de prescrição e de caducidade aplicáveis aos serviços públicos essenciais, que conduzem à necessidade das exigências do pagamento das facturas terem lugar dentro do prazo de 6 meses, obriga à realização de leituras da responsabilidade dos operadores das redes de 3 em 3 meses.

Todas as disposições referidas têm incidência tarifária.

ESTABILIDADE TARIFÁRIA

Mais recentemente foi aprovado o Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, que prevê mecanismos de estabilização tarifária aplicáveis em períodos de excepcionais circunstâncias de custos, com impactes tarifários elevados. Este Decreto-Lei define as regras aplicáveis, nas situações excepcionais de custos, ao reconhecimento de ajustamentos tarifários referentes à aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso, entidade titular de licença de comercialização de energia eléctrica sujeita a obrigações de serviço universal, bem como à repercussão tarifária dos custos de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

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

Os preços dos combustíveis fósseis nos mercados internacionais observaram um elevado crescimento, em particular desde o final do ano de 2007. Este crescimento, motivado por diversos factores à escala

global, afectou não só o custo do petróleo e os seus derivados mas também os custos do carvão e do gás natural.

Figura 0-1 - Evolução dos preços spot de crude, gás natural e carvão

Preço spot do petróleo (Brent), gás natural (Zeebrugge) e carvão (NWE)
(a evolução inclui a taxa de câmbio EUR/USD)



	Cotações a 1/1/2007 (índice 100)			
Petróleo (Brent)	44,3	EUR/bbl	57,5	USD/bbl
Carvão NWE	60,6	EUR/tec	78,7	USD/tec
Gás Natural (Zeebrugge)	15,1	EUR/MWh	0,29	GBP/therm

Fonte: Reuters

O contexto de elevado crescimento dos preços dos combustíveis fósseis exerceu uma forte pressão sobre as tarifas de electricidade¹. O efeito destes factores externos, assim como de condições hidrológicas especialmente adversas (no final de 2007 e início de 2008²), condicionaram os preços da energia no MIBEL o que resultou em desvios acentuados de custos de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso, não previstos, relativos ao final de 2007 e a 2008.

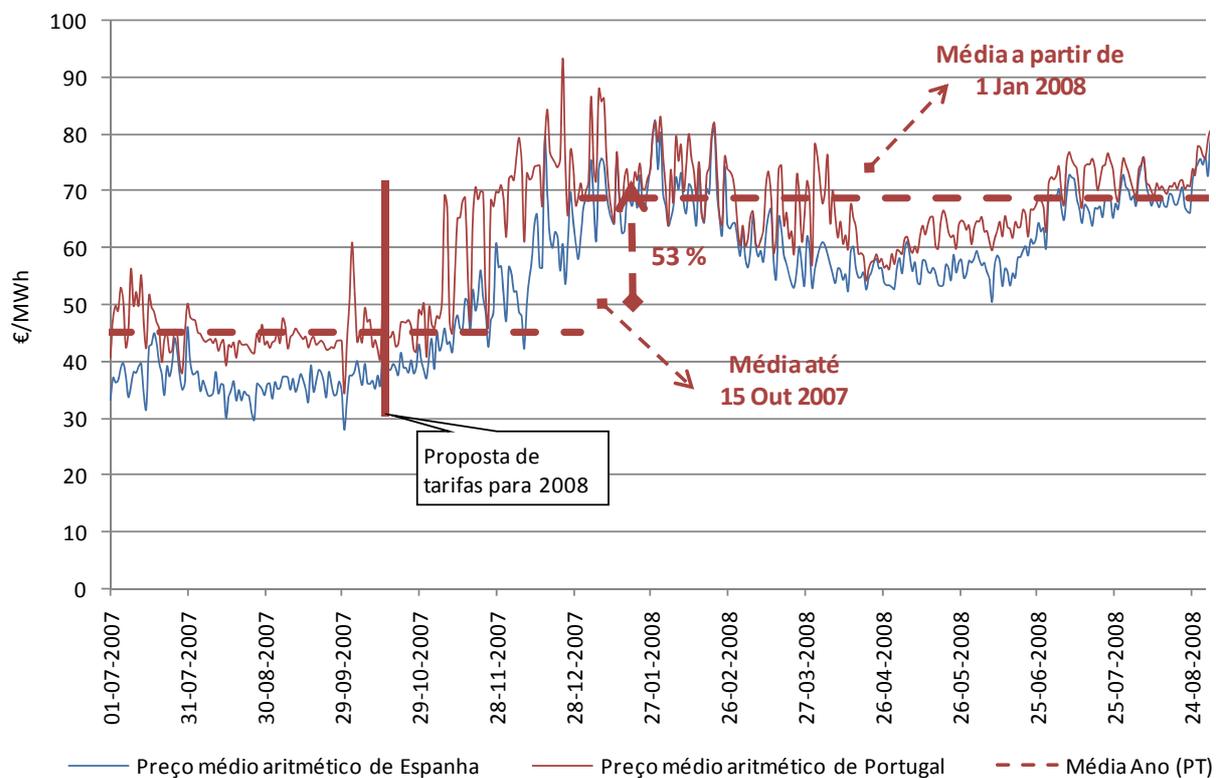
A figura seguinte apresenta a média (aritmética) dos preços do mercado diário OMIE em Portugal e Espanha desde 1 de Julho de 2007. Verifica-se uma acentuada variação do preço no final de 2007 e em

¹ Em 2007, o consumo de energia eléctrica em Portugal foi abastecido por grandes centrais hídricas (19%), centrais térmicas a carvão (23%), a fuel (3%) e a gás natural (21%), por produção em regime especial PRE (20%) e por importação (15%). Destas fontes só a PRE tem preço fixo. A restante produção em regime ordinário, incluindo as grandes centrais hídricas, são valorizadas a preço de mercado dependente dos preços de energia primária (combustíveis) Fonte: REN, Estatística Mensal – Dezembro 2007.

² O coeficiente de produtividade hidroeléctrica entre Outubro de 2007 e Março de 2008 foi de 0,31 (corresponde a 31% de um ano hidrológico normal). Fonte: REN, Estatística Mensal – Março 2008.

2008, motivada quer pela sazonalidade do consumo e pelo regime hidrológico verificado quer pela subida dos preços dos combustíveis.

Figura 0-2 - Preço médio (aritmético) no mercado diário OMIE, em Portugal e em Espanha



Fonte: OMIE

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

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

da ERSE considera o diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de anos anteriores, em particular em 2008, por um período temporal alargado resolvendo o risco sistémico identificado. Assim a tarifa de energia reflectirá o nível eficiente de custos de energia eléctrica esperado para 2009.

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

O Despacho n.º 27 677/2008, do Ministro da Economia e da Inovação, de 19 de Setembro, (i) aceita a proposta apresentada pela ERSE relativa à repercussão dos desvios de custos de aquisição de energia eléctrica do comercializador de último recurso, relativos ao final de 2007 e a 2008 e (ii) estabelece a forma de repercussão dos sobrecustos com a produção em regime especial de 2009. O Ministro da Economia e da Inovação determinou que o diferimento de ambas as rubricas é feito por um período de 15 anos com efeitos a partir de 2010, inclusive.

Naturalmente que esta decisão implica que aqueles custos sejam pagos por todos os consumidores de energia eléctrica por um período de 15 anos, a partir de 2010. Estes custos a pagar no futuro são adicionados aos défices tarifários impostos por anteriores diplomas que limitaram as variações tarifárias das tarifas de venda a clientes finais em 2006 e 2007.

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

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

Adicionalmente no n.º 3 do artigo 92.º do citado decreto-lei foi determinado que o valor do equilíbrio económico-financeiro, a ser pago pelos titulares dos centros electroprodutores, destina-se a beneficiar os

consumidores através da redução do défice tarifário, da estabilização das tarifas e de outras medidas de política energética.

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

Foi ao abrigo do quadro referido, que o Despacho n.º 11 171/2008, de 17 de Abril, do Ministro da Economia e da Inovação, determinou a afectação do montante de € 466 240 177 à amortização dos défices tarifários associados à limitação de acréscimos em BT e BTN de 2006 e 2007, respectivamente, devidos à entidade concessionária da RNT.

RENDAS DOS MUNICÍPIOS NAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM BAIXA TENSÃO

Por último, foi publicado em 27 de Novembro o Decreto-Lei n.º 230/2008 que define um novo regime para o cálculo das rendas dos municípios nas concessões de distribuição de electricidade em baixa tensão. As disposições aprovadas têm incidência no valor das rendas a pagar no ano de 2009. As rendas são incorporadas nas tarifas de uso das redes em baixa tensão pagas por todos os consumidores de baixa tensão. As disposições aprovadas beneficiam os consumidores de energia eléctrica em baixa tensão.

REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E DE RELAÇÕES COMERCIAIS DO SECTOR ELÉCTRICO

O ano de 2007 foi também marcado pela revisão dos Regulamentos Tarifário e de Relações Comerciais do Sector Eléctrico da responsabilidade da ERSE. Esta revisão regulamentar motivada, por um lado, pelo início do novo período de regulação e por outro lado, pelos elevados acréscimos que se têm observado ao nível dos custos particularmente de energia primária, integra um conjunto vasto de alterações que permitem, nomeadamente, (i) aumentar as opções tarifárias de escolha dos consumidores potenciando a optimização das suas facturas eléctricas e gerando benefícios para o sector eléctrico, (ii) aprofundar a regulação das actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica introduzindo incentivos a uma gestão mais eficiente das actividades reguladas de redes e consequentemente uma redução relativa dos seus custos, (iii) incentivar a melhoria dos serviços comerciais prestados aos consumidores contribuindo para aumentar a sua satisfação através de uma maior liberdade na prestação de serviços opcionais diferenciados e (iv) aperfeiçoar o cálculo tarifário através da sincronização dos ajustamentos da tarifa de energia e da tarifa de acesso às redes, entre outros aspectos.

Ainda no que diz respeito a alterações regulamentares, a Proposta de Tarifas e Preços para 2009 submetida ao Conselho Tarifário para parecer incluiu um conjunto de propostas de alteração ao Regulamento Tarifário decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008. Adaptou-se o Regulamento às disposições do Decreto-Lei n.º 165/2008, enquadrando na tarifa de Uso Global do Sistema o pagamento, a partir de 2010, dos desvios de custos de energia de 2007 e 2008 e do sobrecusto da produção em regime especial de 2009.

Assim, as tarifas para 2009 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto, e alterado pelo Despacho n.º 22 393/2008, de 29 de Agosto, e ainda as alterações decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 referidas.

0.2 PRINCIPAIS ALTERAÇÕES INTRODUZIDAS NAS TARIFAS PARA 2009

As principais alterações introduzidas nas tarifas para 2009 são as seguintes:

NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BENEFÍCIO DOS CONSUMIDORES

- Introdução de novas opções tarifárias nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas (criação da opção tarifária tri-horária em Baixa Tensão Normal BTN $\leq 20,7$ kVA e da opção tarifária tetra-horária em Baixa Tensão Especial BTE e extensão da opção tarifária tetra-horária em Média Tensão MT às Regiões Autónomas).
- Definição de novos períodos horários para o ciclo diário em BTN e BTE para Portugal Continental e em BTN, BTE e MT para as Regiões Autónomas.
- Introdução de uma estrutura tarifária binómia na tarifa de comercialização reduzindo-se os termos fixos aplicáveis.
- Substituição da opção tarifária simples pelas opções tarifárias tri-horárias de médias e longas utilizações para os fornecimentos em Baixa Tensão Normal superiores a 20,7 kVA (BTN $> 20,7$ kVA).
- Extinção das opções tarifárias dependentes do uso dado à energia eléctrica nas regiões autónomas que apresentam impactes tarifários limitados.

VARIABILIZAÇÃO DAS TARIFAS

- Com vista a obter uma estrutura tarifária mais eficiente e facilitadora de uma dinâmica de mercado introduziu-se uma estrutura tarifária binómia na tarifa de comercialização, no sentido de dar mais peso a termos tarifários directamente ligados ao consumo de energia.
- O mecanismo de convergência para tarifas aditivas foi parametrizado no sentido de possibilitar uma descida dos termos tarifários de potência contratada. Em BTN (consumidores domésticos) estes preços, em euros por cliente por mês, decrescem em 2009 até um máximo de -4,7% no continente, -14,5% na Região Autónoma dos Açores e -9,4% na Região Autónoma da Madeira.
- Estes decréscimos de preços são compensados com acréscimos noutros preços, nomeadamente de energia, por forma a manter as variações tarifárias médias anunciadas por tipo de consumidor, contribuindo-se assim para uma utilização mais eficiente da energia eléctrica.

APERFEIÇOAMENTO DO CÁLCULO TARIFÁRIO

- Sincronização dos ajustamentos da tarifa de energia e da tarifa de acesso às redes compensando-se os ajustamentos de energia da produção ordinária, com os ajustamentos dos sobrecustos de energia de origem renovável.
- Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para tarifas aditivas.
- Fusão das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Redes.
- Inclusão do subsídio atribuído à actual tarifa Social na tarifa de Uso Global do Sistema como um custo decorrente de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.

INTRODUÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA A UMA GESTÃO MAIS EFICIENTE DAS ACTIVIDADES REGULADAS

- Definição para a actividade de transporte de metas de eficiência para o período de regulação aplicáveis aos custos operacionais base e de valores de referência para os custos incrementais de manutenção aplicáveis aos novos investimentos.
- Definição para as actividades de redes de distribuição de Portugal Continental e das Regiões Autónomas de metas de eficiência para o período de regulação aplicáveis aos custos operacionais e contratualização de custos de capital para o período de regulação.
- Definição para as actividades de comercialização dos comercializadores de último recurso de Portugal Continental e das Regiões Autónomas de metas de eficiência para o período de regulação aplicáveis aos custos operacionais.
- Aplicação da mesma metodologia de cálculo do custo do fuelóleo consumido na EDA e na EEM. Esta metodologia assenta nos seguintes princípios:

-
- Aceitação dos custos na componente não controlável pelas empresas, o preço no mercado internacional;
 - Definição de metas de eficiência aplicáveis aos custos controláveis: descarga, armazenamento, transporte até à central e margem comercial.
 - Indexação do custo de capital de cada uma das actividades reguladas às Obrigações do Tesouro a 10 anos.
 - Consideração na actividade de transporte de energia eléctrica de uma taxa de remuneração a aplicar aos novos investimentos, por forma a incentivar o desenvolvimento de infra-estruturas estruturantes, em linha com os objectivos da política energética europeia e nacional. Esta taxa de remuneração tem em conta, por um lado, o maior risco associado ao desenvolvimento das grandes infra-estruturas de redes de transporte decorrentes das crescentes restrições de natureza ambiental que se têm vindo a colocar e, por outro lado, a atribuição de um prémio associado à fixação de metas de eficiência aplicáveis aos custos de investimento.

EFEITOS DA LEI N.º 12/2008

- Diminuição da base de activos a amortizar e a remunerar em 2009 nas actividades de distribuição de energia eléctrica em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas em resultado da proibição de cobrança dos custos com contadores estabelecida pela Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro. Assim, os custos com contadores deixam de estar incluídos nas tarifas de energia eléctrica.
- Incorporação da diminuição da base de activos a amortizar e a remunerar em 2008 nas actividades de distribuição de energia eléctrica em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas em resultado da proibição de cobrança dos custos com contadores estabelecida pela Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, com efeitos 90 dias após a sua publicação. Assim, os efeitos em 2008 da aplicação da Lei n.º 12/2008 são integralmente incluídos nas tarifas de energia eléctrica.
- Aumentos de custos da comercialização de último recurso em 2009 associados à facturação mensal, estabelecida pela Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, nas situações em que as partes não acordaram outra periodicidade.

EFEITOS DA ESTABILIDADE TARIFÁRIA

- Adiamento da repercussão dos desvios de custos de aquisição de energia eléctrica do comercializador de último recurso, relativos a 2007 e 2008, por um período de 15 anos com efeitos a partir de 2010, em resultado do Decreto-Lei n.º 165/2008 e do Despacho do Ministro da Economia e da Inovação, de 19 de Setembro.

- Adiamento dos sobrecustos com a produção em regime especial de 2009 por um período de 15 anos com efeitos também a partir de 2010, em resultado do Decreto-Lei n.º 165/2008 e do Despacho do Ministro da Economia e da Inovação, de 19 de Setembro.

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

- Afectação do montante de € 50 000 000 do valor do equilíbrio económico-financeiro pago pelos centros electroprodutores hídricos, previsto no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, à estabilização das tarifas de energia eléctrica através do pagamento de parte dos custos com a convergência tarifária de 2009 entre as Regiões Autónomas e o Continente, com repercussão directa na redução da tarifa de Uso Global do Sistema paga por todos os consumidores.

EFEITOS DAS RENDAS DOS MUNICÍPIOS NAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM BAIXA TENSÃO

- Redução das rendas de concessão em baixa tensão a incorporar na tarifa de Acesso às Redes em Baixa Tensão em resultado das novas disposições estabelecidas no Decreto-Lei n.º 230/2008 que define um novo regime para o cálculo das rendas dos municípios nas concessões de distribuição de electricidade em baixa tensão.

0.3 TARIFAS E PREÇOS A APROVAR PARA 2009

As tarifas a aprovar para 2009 são as seguintes:

- Tarifas de Venda a Clientes Finais
 - Tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar em Portugal Continental
 - Tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar na Região Autónoma dos Açores
 - Tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar na Região Autónoma da Madeira
- Tarifas de Acesso às Redes
- Tarifas por actividade regulada
 - Tarifa de Energia
 - Tarifas de Uso Global do Sistema
 - Tarifas de Uso da Rede de Transporte
 - Tarifas de Uso das Redes de Distribuição
 - Tarifas de Comercialização

Para além dos preços das tarifas, são aprovados os preços dos seguintes serviços regulados:

- Serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia.
- Leitura extraordinária.
- Quantia mínima a pagar em caso de mora.
- Valor limite a pagar pelos clientes devido a investigações decorrentes de reclamações relativas à qualidade da onda de tensão quando os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante.
- Quantia exigível ao cliente quando este não se encontra nas suas instalações durante o período acordado com o distribuidor para a realização de visita às suas instalações, nas Regiões Autónomas.
- Quantia exigível ao cliente quando se verificar que a avaria comunicada ao distribuidor se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade, nas Regiões Autónomas.

0.4 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO DAS TARIFAS

Os valores das tarifas para 2009 têm em consideração os valores dos custos e investimentos registados em 2007, estimados para 2008 e os previstos para 2009, enviados pelas empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas, bem como os parâmetros de regulação agora estabelecidos para o período 2009-2011. Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores actualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2009.

Com o objectivo de justificar a evolução das tarifas em Portugal continental, apresentam-se neste ponto as principais determinantes desta evolução.

0.4.1 PERSPECTIVAS MACROECONÓMICAS

Os principais pressupostos macroeconómicos que serviram de base à elaboração das tarifas e preços para a energia eléctrica e serviços regulados para 2009, são os seguintes:

Quadro 0-1 - Pressupostos

	2009
Deflator do PIB	2,5 %
Índice de preços do Consumo Privado	2,4 %
Taxa de Euribor a 3 meses, no final de Junho de 2008 (taxa aplicável aos ajustamentos de 2007 ao abrigo do anterior Regulamento Tarifário)	4,947 %
Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 (taxa aplicável aos ajustamentos de 2008)	4,798 %

0.4.2 CUSTOS DE APROVISIONAMENTO DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Desde 1 de Julho de 2007, o comercializador de último recurso adquire energia eléctrica para os seus fornecimentos no Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL).

O comercializador de último recurso deve adquirir, para cada hora de cada dia, a energia correspondente à melhor expectativa dos consumos dos seus clientes. Adicionalmente, tem a obrigação de adquirir a energia da produção em regime especial, a qual deve assim ser descontada do consumo horário da sua carteira de clientes.

Na sequência das medidas legislativas de aprofundamento da integração do MIBEL, estabeleceram-se um conjunto de obrigações ao aprovisionamento dos comercializadores de último recurso. Parte da energia deve ser adquirida 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.

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

No quadro seguinte apresenta-se a previsão do preço médio de aquisição da energia eléctrica nos mercados organizados pelo comercializador de último recurso. 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, sendo o diferencial repercutido na tarifa de Uso Global do Sistema, no diferencial do custo com a aquisição a produtores em regime especial.

Quadro 0-2 - Preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado pelo comercializador de último recurso em 2009

Unidades: EUR/MWh

Preço médio de mercado ponderado, na área espanhola do MIBEL	68,3
Diferença média de preços entre Portugal e Espanha devido às horas de separação de mercados	1,5
Preço médio de mercado ponderado, na área portuguesa	69,8
Custo médio de serviços de sistema na área portuguesa	1,0
Preço médio de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso, no mercado organizado	70,8

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

Neste contexto de elevada incerteza, o papel dos comercializadores, e em particular do comercializador de último recurso, deverá passar por estratégias de aquisição de energia que procurem não apenas

minimizar o custo numa perspectiva de curto prazo mas também minimizar o risco de preço na perspectiva global do ano de 2009.

0.4.3 INTRODUÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA A UMA GESTÃO MAIS EFICIENTE DAS ACTIVIDADES REGULADAS

Para o próximo período de regulação são introduzidos incentivos a uma gestão mais eficiente das actividades reguladas, através da fixação de metas de eficiência com impacto nos custos das actividades aceites para efeitos de tarifas.

No quadro seguinte apresentam-se os ganhos médios anuais (em termos reais) de eficiência exigidos no período de 2009 a 2011 para os custos operacionais unitários (por unidade de energia eléctrica entregue) para cada uma das actividades reguladas de redes de transporte e de distribuição em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-3 - Metas de eficiência aplicáveis aos custos operacionais das actividades reguladas para o período de regulação 2009-2011

	Metas de eficiência para a redução de custos valores anuais de 2009-2011 %
Continente	
Transporte	3,0%
Distribuição	3,5%
Região Autónoma dos Açores	
Redes	5,0%
Região Autónoma da Madeira	
Redes	4,8%

No quadro seguinte apresentam-se os valores de custo de capital reconhecidos às actividades reguladas de redes e de comercialização.

Face à elevada instabilidade dos mercados financeiros optou-se por uma estratégia defensiva, de menor exposição do custo de capital à incerteza que caracteriza a evolução das taxas de juro de mercado, aquela que melhor protege os consumidores e as empresas e que permite “imunizar” perdas desnecessárias para os consumidores e ganhos injustificáveis para as empresas.

Assim, optou-se por indexar o custo de capital às Obrigações do Tesouro a 10 anos. A rendibilidade anual das Obrigações do Tesouro será calculada com base na média das rendibilidades diárias das Obrigações do Tesouro com maturidade de 10 anos dos últimos doze meses, terminados no mês de Agosto do ano de publicação das tarifas, inclusive.

O custo de capital tem a seguinte composição:

CC = Componente variável + Componente Fixa

CC = Rendibilidade OT 10 anos + “spread”

Quadro 0-4 - Custo de capital reconhecido às actividades reguladas de redes e de comercialização para o período de regulação 2009-2011

	Obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos em 2009	Prémio sobre as OT a 10 anos para o período de regulação 2009-2011	Custo de capital em 2009
	%	%	%
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)
Continente			
Transporte			
Investimentos não valorizados a preços de referência	4,55%	3,00%	7,55%
Investimentos valorizados a preços de referência	4,55%	4,50%	9,05%
Distribuição + Comercialização	4,55%	4,00%	8,55%
Região Autónoma dos Açores			
Distribuição + Comercialização	4,55%	4,00%	8,55%
Região Autónoma da Madeira			
Distribuição + Comercialização	4,55%	4,00%	8,55%

0.4.4 LEI N.º 12/2008

A Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, relativa aos serviços públicos essenciais, tem incidência tarifária ao nível das actividades reguladas de Distribuição e de comercialização.

Nas actividades de distribuição de energia eléctrica os custos com contadores deixam de ser considerados no cálculo das tarifas de energia eléctrica, em resultado da proibição da cobrança aos utentes de qualquer importância a título de preço, aluguer, amortização ou inspecção periódica de contadores ou qualquer outra taxa de efeito equivalente independentemente da designação utilizada. No quadro seguinte explicitam-se os benefícios recolhidos pelos consumidores nas tarifas de 2009

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011*

Sumário Executivo

associados à aplicação da Lei n.º 12/2008, por um lado, desde 26 de Maio de 2008 até ao fim do presente ano e por outro lado, em 2009. Atendendo a que durante o ano de 2008 não se procedeu à revisão das tarifas de energia eléctrica, inclui-se agora nas tarifas para 2009 a redução correspondente calculada desde a data de aplicação da Lei.

Quadro 0-5 - Custos evitados associados aos contadores pela aplicação da Lei n.º 12/2008 nas tarifas de 2009

EDP Distribuição		2008			2009		Custo evitado pela aplicação da Lei n.º 12/2008 nas tarifas de 2009
2007	Total	Valor até à entrada em vigor da Lei n.º 12/2008 (26 de Maio)	Valor a devolver aos consumidores nas tarifas 2009	Total	Valor não considerado nas tarifas 2009 pela entrada em vigor da Lei n.º 12/2008		
						(1)	
Valor Bruto	[A]	260 800 ^[1]					
Amortização Acumulada	[B]	142 676 ^[1]					
Valor Imobilizado Líquido	[C] = [A] - [B]	118 124 ^[1]					
Subsídios ao Investimento (valor líquido)	[D]	6 560 ^[2]					
Valor Líquido de subsídios ao investimento	[E] = [C] - [D]	111 564 ^[3]					
Amortização do Exercício	[F]		22 661	9 442	13 219	21 114	34 333
Remuneração do Exercício	[G]		8 524	3 552	4 972	8 287	13 259
Custo de com contadores	[H] = [F] + [G]		31 185	12 994	18 191	29 401	47 592

Notas: [1] - Valores conforme "Estudo para Identificação do valor dos Contadores propriedade da EDP Distribuição", de 13 de Maio de 2008, efectuado pela empresa American Appraisal.

[2] - Valores conforme os registos contabilísticos.

[3] - Valores conforme Comunicado da ERSE emitido em 23 de Maio de 2008.

EDA		2008			2009		Custo evitado pela aplicação da Lei n.º 12/2008 nas tarifas de 2009
2007	Total	Valor até à entrada em vigor da Lei n.º 12/2008 (26 de Maio)	Valor a devolver aos consumidores nas tarifas 2009	Total	Valor não considerado nas tarifas 2009 pela entrada em vigor da Lei n.º 12/2008		
						(1)	
Valor Bruto	[A]	7 623 ^[1]					
Amortização Acumulada	[B]	3 715 ^[1]					
Valor Imobilizado Líquido	[C] = [A] - [B]	3 908 ^[1]					
Subsídios ao Investimento (valor líquido)	[D]	0 ^[2]					
Valor Líquido de subsídios ao investimento	[E] = [C] - [D]	3 908					
Amortização do Exercício	[F]		793	330	463	302	765
Remuneração do Exercício	[G]		300	125	175	264	439
Custos com contadores	[H] = [F] + [G]		1 093	455	637	566	1 203

Notas: [1] - Valores de acordo com informação fornecida pela EDA em complemento ao "Estudo para Identificação do valor dos Contadores propriedade da EDA - Electricidade dos Açores" (relatório final), de 25 de Setembro de 2008, efectuado pela empresa American Appraisal.

[2] - Valores conforme os registos contabilísticos.

EEM		2008			2009		Custo evitado pela aplicação da Lei n.º 12/2008 nas tarifas de 2009
2007	Total	Valor até à entrada em vigor da Lei n.º 12/2008 (26 de Maio)	Valor a devolver aos consumidores nas tarifas 2009	Total	Valor não considerado nas tarifas 2009 pela entrada em vigor da Lei n.º 12/2008		
						(1)	
Valor Bruto	[A]	2 855 ^[1]					
Amortização Acumulada	[B]	1 386 ^[1]					
Valor Imobilizado Líquido	[C] = [A] - [B]	1 469 ^[1]					
Subsídios ao Investimento (valor líquido)	[D]	0 ^[2]					
Valor Líquido de subsídios ao investimento	[E] = [C] - [D]	1 469					
Amortização do Exercício	[F]		335	140	195	335	530
Remuneração do Exercício	[G]		121	51	70	131	201
Custos com contadores	[H] = [F] + [G]		456	191	265	466	731

Notas: [1] - Valores conforme "Estudo para Identificação do valor dos Contadores propriedade da EEM - Empresa de Electricidade da Madeira" (versão Preliminar), de 26 de Setembro de 2008, efectuado pela empresa American Appraisal.

[2] - Valores conforme os registos contabilísticos.

Adicionalmente a Lei n.º 12/2008 ao estabelecer a regra da facturação mensal a qual assume uma natureza supletiva, ou seja, a facturação será mensal se as partes não acordarem outra periodicidade,

induz um acréscimo de custos na actividade de comercialização conforme se apresenta no quadro seguinte.

Quadro 0-6 - Acréscimo de custos associados à facturação pela aplicação da Lei n.º 12/2008 nas tarifas de 2009

	Custo em 2009 10 ⁶ EUR
Alteração da facturação bimestral para mensal	
Continente ⁽¹⁾	6,5
Região Autónoma dos Açores ⁽²⁾	0,0
Região Autónoma da Madeira ⁽²⁾	0,0
Continente + Regiões Autónomas	6,5

Notas:

- (1) Estimativa da EDP no pressuposto que 20% dos clientes optem pela facturação com periodicidade mensal.
(2) Já se aplica a factura com periodicidade mensal a todos os clientes.

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

Os custos de política energética condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia eléctrica. O total de custos de política energética incluídos nas tarifas de 2009 é de 280 milhões de euros. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os consumidores de energia eléctrica.

Os custos de política energética incluídos nas tarifas de 2009 são os seguintes:

- Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial (PRE) mediante fontes de energia renovável e não renovável (cogeração), imputados à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Rendas dos Municípios.
- Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica.
- Custos com os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.
- Custos com a remuneração dos terrenos afectos ao domínio público hídrico.

-
- Custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A.
 - Custos com a Autoridade da Concorrência (AdC).
 - Custos a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores.
 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira.
 - Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).
 - Défice tarifário relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores em 2006 e 2007, não repercutidos nas tarifas.
 - Défice tarifário relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira em 2006 e 2007, não repercutidos nas tarifas.
 - Défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão relativo a 2006.
 - Défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal relativo a 2007.
 - Custos inerentes à actividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado.
 - Custos com a Gestão das Faixas de Combustível no âmbito do Sistema Nacional de Defesa da Floresta contra Incêndios (limpeza de corredores de linhas aéreas).

A obrigação de Gestão das Faixas de Combustível no âmbito do Sistema Nacional de Defesa da Floresta contra Incêndios encontra-se estabelecida no Decreto-Lei 124/2006. Este Decreto-Lei no seu Artigo 15.º - Redes secundárias de faixas de gestão de combustível – estabelece que “nos espaços florestais previamente definidos nos planos municipais de defesa da floresta contra incêndios é obrigatório que a entidade responsável...c) Pelas linhas de transporte e distribuição de energia eléctrica em muito alta tensão e em alta tensão providencie a gestão do combustível numa faixa correspondente à projecção vertical dos cabos condutores exteriores acrescidos de uma faixa de largura não inferior a 10 m para cada um dos lados; d) Pelas linhas de transporte e distribuição de energia eléctrica em média tensão providencie a gestão do combustível numa faixa correspondente à projecção vertical dos cabos condutores exteriores acrescidos de uma faixa de largura não inferior a 7 m para cada um dos lados. ...”. Nestas circunstâncias e considerando o agravamento de custos que serão incorridos pelo sector eléctrico no âmbito do sistema nacional de defesa da floresta contra incêndios classifica-se esta componente de custo como mais um custo de interesse económico geral.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Sumário Executivo

Os quadros seguintes apresentam a evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia eléctrica.

Quadro 0-7 - Custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2009

Unidades: 10³ EUR

Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral	2008	2009	Variação 2009/2008
Sobrecusto RAA	68 888	58 319	-15,3%
Sobrecusto RAM	42 581	54 585	28,2%
Sobrecusto PRE	*(356 792); 640 491	**(447 469); 95 831	(25,4%); -85,0%
Rendas dos Municípios	254 757	239 552	-6,0%
Terrenos dos centros electroprodutores	11 170	24 874	122,7%
OMIP, S.A. e OMI CLEAR, S.A.	1 487	1 426	-4,1%
Autoridade da Concorrência (AdC)	393	369	-6,3%
ERSE	6 265	6 370	1,7%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo	10 000	12 112	21,1%
Plano de Promoção do Desempenho Ambiental	5 148	10 310	100,3%
Sobrecusto do Agente Comercial	69 638	89 096	27,9%
Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual	69 341	88 801	28,1%
Revisibilidade CMEC (anos anteriores)***	0	45 545	-
Sobrecusto RAA relativo a 2006 e 2007	14 348	14 850	3,5%
Sobrecusto RAM relativo a 2006 e 2007	7 995	8 274	3,5%
Défices tarifários de BT em 2006	16 469	17 045	3,5%
Défices tarifários de BTN em 2007	6 251	6 469	3,5%
Tarifa social	0	79	-
Limpeza de corredores de linhas aéreas	0	2 695	-
Afectação Concessões Centrais Hídricas	0	- 50 000	-
Limitação sobrecusto PRE (Decreto-Lei n.º 165/2008)	0	- 447 469	-
Total	1 225 222	279 131	-77,2%

Notas: (*) Sobrecusto PRE estimado para 2008. (**) Sobrecusto PRE previsto para 2009. (***) Inclui o valor da revisibilidade verificada em 2007 e o valor estimado para 2008 (a pagar/receber em 2009), ambos corrigidos pelo Fundo de Correção de Hidraulicidade.

O quadro anterior permite avaliar a evolução do sobrecusto com a produção em regime especial entre 2008 e 2009, não obstante os efeitos anunciados do Decreto-Lei n.º 165/2008 que adiou a repercussão tarifária deste sobrecusto (parcela relativa ao ano de 2009). Como se observa, o sobrecusto da PRE estimado agora para 2008 (357 milhões de euros) é muito inferior às previsões incluídas nas tarifas de 2008 previstas em 2007 (640 milhões de euros), pelo que a tarifa de Uso Global do Sistema em 2009 goza de uma receita adicional pela devolução destes desvios. O sobrecusto da PRE referente às aquisições a estes produtores durante o ano de 2009 é de 447 milhões de euros, valor que representa

um acréscimo de 25% face ao valor equivalente em 2008 estimado agora. Este acréscimo deve-se quer ao significativo aumento da produção renovável quer ao aumento do preço das aquisições a cogeneradores (indexado aos preços dos combustíveis).

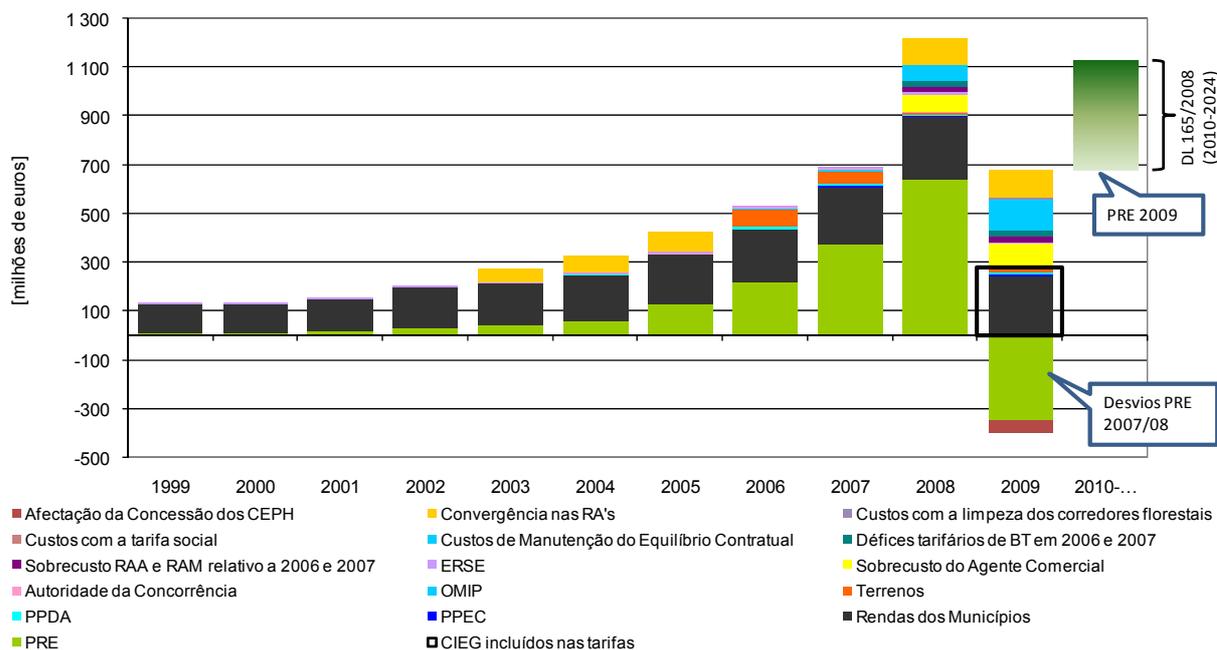
Os custos relativos à parcela de revisibilidade dos CMEC, apresentados no quadro, referem-se não apenas ao ano de 2007 mas também ao ano de 2008, como estimativa. O Decreto-Lei n.º 240/2004 prevê que a revisibilidade de 2008 seja paga aos produtores cessionários dos CAE a partir de Abril. Na revisão de 2008 do Regulamento Tarifário foi incluído um mecanismo de alisamento cujo objectivo é antecipar para Janeiro o efeito previsível da revisibilidade dos CMEC. Assim, consegue-se aumentar a estabilidade da tarifa de energia eléctrica e simultaneamente melhorar o sincronismo de custos tarifários da mesma natureza, no caso, os ajustamentos de custos de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso, de sobrecustos com a produção em regime especial e da revisibilidade dos CMEC. Refira-se por último que a repercussão tarifária da revisibilidade dos CMEC é acompanhada pela movimentação do Fundo de Correção de Hidraulicidade cuja função é promover alguma suavização inter-temporal dos custos de aquisição de energia face a variações relacionadas com o regime hidrológico.

Os custos de interesse económico geral têm vindo a aumentar nos últimos anos. A figura seguinte mostra a evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999. Pela primeira vez verifica-se uma redução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas em resultado, por um lado, do desvio favorável espectável nos sobrecustos da PRE de 2008 e por outro lado, da redução dos sobrecustos da PRE previstos para 2009, face aos valores previstos o ano passado para 2008. O acentuado agravamento dos preços de energia do mercado grossista está na origem da redução dos sobrecustos com a produção em regime especial.

Importa acrescentar que o Decreto-Lei n.º 230/2008 que define um novo regime para o cálculo das rendas dos municípios nas concessões de distribuição de electricidade em baixa tensão vem também reduzir o valor das rendas a pagar no ano de 2009 e perspectiva uma variação futura mais moderada comparativamente com o que se tem verificado nos últimos anos, em benefício dos consumidores de energia eléctrica em baixa tensão.

Por último, o adiamento dos sobrecustos da PRE pelo Decreto-Lei n.º 165/2008 e o pagamento de parte dos custos com a convergência tarifária das regiões autónomas através do valor do equilíbrio económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio hídrico vem limitar substancialmente os custos de interesse económico geral a pagar em 2009.

Figura 0-3 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999



No quadro seguinte apresenta-se o peso dos custos de interesse económico geral (CIEG) nas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009.

**Quadro 0-8 – Peso dos custos de interesse económico geral no preço médio da
tarifa de Venda a Clientes Finais, em %**

	CIEG em % TVCF2009
Rendas municípios	4,1%
Sobrecusto PRE	1,6%
Sobrecusto RAA e RAM	1,9%
Sobrecusto do Agente Comercial	1,5%
Sobrecusto RAA e RAM relativo a 2006 e 2007	0,4%
Défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	0,4%
Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual	2,3%
Afectação Concessões Centrais Hídricas	-0,9%
DL 165/2008 (PRE 2009)	-7,6%
PPDA, PPEC, Terrenos CEP-DPH, OMIP e OMI CLEAR, AdC, ERSE, Tarifa social, Limpeza de corredores florestais	1,0%
Total	4,8%

0.4.5.1 DIFERENCIAL DE CUSTO DA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

As metas e as políticas do Governo para a produção descentralizada de energia eléctrica, em particular a partir de fontes de energia renovável, têm conduzido a um forte crescimento da produção em regime especial (PRE) nos últimos anos.

Esta produção é compensada através de uma tarifa de compra garantida administrativamente bem como pela obrigação de compra dessa energia imposta ao comercializador de último recurso.

A repercussão tarifária deste prémio à produção em regime especial é determinada face à referência do preço da energia transaccionada no mercado organizado, deduzido dos custos com serviços de sistema, e recuperada pela tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável a todos os consumidores independentemente do seu fornecedor.

O quadro seguinte apresenta a decomposição do cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica à Produção em Regime Especial em 2009.

Quadro 0-9 - Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica à Produção em Regime Especial em 2009

	Tarifas 2009				
	GWh	Preço médio de aquisição €/MWh	Custo Total 10 ⁶ EUR	Preço médio de referência €/MWh	Diferencial de custo 10 ⁶ EUR
Total da Produção em regime especial	14 540	100,58	1 462 361		447 469
Produção em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	9 206	99,12	912 478		269 899
Eólicas	6 876	95,06	653 633	69,80	173 688
Hídricas	1 268	88,34	112 011	69,80	23 505
Biogás	49	110,90	5 434	69,80	2 014
Biomassa	398	112,32	44 703	69,80	16 923
Fotovoltaica	164	375,07	61 512	69,80	50 065
RSU	451	78,02	35 185	69,80	3 705
Produção em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	5 334	103,09	549 883		177 570
Térmica - Cogeração	3 684	108,6	400 082	69,80	142 939
Térmica - Outros	1 650	90,8	149 801	69,80	34 631

Fonte: ERSE

O valor total de aquisição à PRE no montante de 1 462 361 milhares de euros representa um acréscimo de 15% relativamente ao valor considerado nas tarifas em 2008. Em termos de diferencial de custo, o valor de 2009 representa uma diminuição de 30,1% face ao diferencial de custo considerado nas tarifas em 2008, resultante do aumento de previsão do preço médio de referência.

0.4.5.2 NOVO REGIME PARA O CÁLCULO DAS RENDAS DOS MUNICÍPIOS NAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM BAIXA TENSÃO

O Decreto-Lei n.º 230/2008 que define um novo regime para o cálculo das rendas dos municípios nas concessões de distribuição de electricidade em baixa tensão tem incidência, por um lado, na redução das rendas a pagar no próximo ano face ao anterior regime e por outro lado, na redução dos acréscimos esperados para os anos seguintes. Esta redução de custos influencia favoravelmente a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT paga por todos os consumidores em BT.

Quadro 0-10 - Redução de custos associados ao Decreto-Lei n.º 230/2008 que define um novo regime para o cálculo das rendas dos municípios nas concessões de distribuição de electricidade em baixa tensão nas tarifas de 2009

	Valor das rendas de concessão a pagar pelo acesso em BT 10 ⁶ EUR
Rendas de concessão em BT - Regime anterior ^[1]	244,3
Rendas de concessão em BT - Novo regime ^[2]	239,6
Ganho com a implementação do novo regime das rendas de concessão	4,7

Nota: ^[1] - Valor previsto pela EDP Distribuição para efeitos de tarifas em 2009. ^[2] - Valor provisório.

0.4.5.3 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

O montante referente aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) de 134 346 milhares de euros considerados no cálculo das tarifas de 2009, é composto pelas seguintes parcelas:

- Parcela Fixa que inclui a renda anual, calculada à taxa anual de 7,55%, no valor de 81 185 milhares de euros, e o ajustamento por desvios da facturação em 2007, no valor de 7 615 milhares de euros.
- Parcela de Acerto que recupera a totalidade da revisibilidade de 2007 acrescida de juros no montante de 112 403 milhares de euros.
- Parcela de alisamento da parcela de acerto do ano de 2008, com um valor provisório de -6 788 milhares de euros.
- Correção de hidraulicidade referente ao 2.º semestre de 2007, no montante de 60 070 milhares de euros.

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 201 204 milhares de euros, serão entregues mensalmente pela REN à EDP Produção em função da potência contratada facturada nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004.

0.4.5.4 DIFERENCIAL DE CUSTO DO AGENTE COMERCIAL

Com o início do funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) a 1 de Julho de 2007 e com a cessação dos (32) CAE pertencentes à EDP Produção, os CAE celebrados com a Tejo Energia (Central do Pego) e com a Turbogás (Central da Tapada do Outeiro) continuam em vigor, competindo à REN a função de gestor desses contratos, tendo para o efeito sido criada uma empresa juridicamente separada, a REN Trading, identificada em termos regulamentares como Agente Comercial.

De acordo com o enquadramento legislativo e regulamentar que baliza a actividade deste agente, esta deve processar-se através duma gestão criteriosa dos referidos CAE devendo assegurar a colocação da de energia eléctrica produzida por aquelas centrais através de mecanismos de mercado de modo a otimizar a recuperação dos custos a que se encontra obrigada a pagar, estabelecidos ao abrigo dos contratos celebrados.

Dito de outro modo, a REN deve revender nos mercados organizados, através de leilões de capacidades virtuais ou ainda através de contratos bilaterais, a energia eléctrica produzida pelas centrais enquadradas por estes dois CAE e pagar esta energia aos custos definidos nos respectivos CAE. A diferença entre os custos e as receitas geradas pela venda dessa energia eléctrica corresponde ao diferencial de custo com aquisição de energia eléctrica, individualizado na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial.

Esta parcela é recuperada através da tarifa UGS aplicada pelo Operador da Rede de Transporte a todos os consumidores de energia eléctrica.

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 desenvolveu dois mecanismos de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia e de optimização da gestão das licenças de emissão de CO₂. Estes mecanismos entraram em vigor em 2008.

O quadro seguinte apresenta o diferencial de custo previsto para 2009 com a energia produzida pelas centrais com CAE não cessados, geridos pela REN Trading.

Quadro 0-11 - Diferencial de custo dos CAE não cessados

	2009		
	GWh	€/MWh	10 ³ EUR
Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE			124 611
Custos com aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	9 839	80,33	790 382
Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	9 839	67,67	665 771

Fonte: ERSE

Face ao valor estimado para 2008, no montante de 49,3 milhões de euros, o diferencial de custo com aquisição de energia eléctrica aos CAE não cessados, previsto para 2009, cifra-se em 75,3 milhões de euros. Esta variação é devida a dois factores, com peso semelhante:

- Obrigações ambientais da central da Tejo Energia, que originaram um importante investimento na central de modo a tornar as suas emissões gasosas conformes à Directiva 2001/80/CE (LCPD, Large Combustion Plant Directive), assim como à legislação nacional aplicável. Este investimento provoca um aumento de 36 milhões de euros no encargo fixo anual da central.
- Menor margem entre as receitas unitárias e os custos variáveis de produção, do que a prevista para 2008, tendo em conta a informação disponível sobre os 9 meses completos já ocorridos.

0.4.5.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A convergência tarifária das Regiões Autónomas com o Continente, em 2009, encontra-se assegurada em termos médios.

Os custos com a convergência tarifária suportados quer pelos clientes do Continente quer pelos clientes das Regiões Autónomas apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 0-12 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2008

Unidade: 10³ EUR

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS	58 319	54 585	112 904
Custos associados à convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAA e da RAM	4 053	4 396	8 448

Fonte: ERSE

A tarifa de Uso Global do Sistema incorpora o valor indicado no quadro anterior, deduzido do montante de € 50 000 000 relativo a parte do valor do equilíbrio económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio hídrico pago pelos centros hidroeléctricos, nos termos do artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, conforme Despacho do Ministro da Economia e da Inovação, de 3 de Outubro.

0.4.6 DÉFICES TARIFÁRIOS

Em 2008, o Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, veio permitir acautelar que conjunturas económicas internacionais que possam provocar variações excepcionais e significativas ao nível dos

custos de energia, sendo válido tanto para subidas como para descidas, dificilmente recuperáveis num só ano nas tarifas de venda a clientes finais, o possam ser num período de tempo mais dilatado.

O referido diploma prevê ainda um mecanismo adicional de estabilização tarifária no âmbito dos custos associados a medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

Assim, esta proposta considera o diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de 2007 e do estimado para 2008, por um período temporal de 15 anos, com efeitos a partir de 2010.

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

Deste modo, no final de 2008 ainda permaneciam por recuperar pelas tarifas os défices tarifários associados à limitação dos acréscimos tarifários das tarifas de Venda a Clientes Finais a clientes de BT ocorrida em 2006 e 2007, e os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira não integrados na tarifa de Uso Global do Sistema em 2006 e 2007

No quadro seguinte apresentam-se os valores dos défices tarifários no final de 2008.

Quadro 0-13 – Custos não recuperados nas tarifas de 2008

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 31-12-2008	Valores incluídos nas tarifas de 2009	Saldo em dívida em 31-12-2009
RAA (Electricidade dos Açores)	103 479	14 850	94 266
Convergência tarifária de 2006	36 484	5 236	33 236
Convergência tarifária de 2007	66 995	9 614	61 030
RAM (Empresa de Electricidade da Madeira)	57 656	8 274	52 523
Convergência tarifária de 2006	13 338	1 914	12 151
Convergência tarifária de 2007	44 318	6 360	40 372
EDP Serviço Universal	163 855	23 514	149 267
Défice de BT de 2006	118 775	17 045	108 200
Continente	114 143	16 380	103 980
Regiões Autónomas	4 632	665	4 220
Défice de BTn de 2007	45 080	6 469	41 067
Continente	43 320	6 217	39 463
Regiões Autónomas	1 760	253	1 604
Total dos défices tarifários de 2006 e 2007	324 991	46 637	296 055
EDP Serviço Universal			1 723 151
Desvios de energia de 2007 e 2008			1 275 682
Diferencial do custo com a Produção em Regime Especial em 2009			447 469
Total			2 019 206

0.4.7 CRESCIMENTO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉCTRICA

As previsões de crescimento da procura de energia eléctrica adoptadas pela ERSE para 2009 tiveram por base a informação enviada pelo operador da rede de transporte.

O valor do consumo referido à emissão considerado pela ERSE para o ano de 2009 no valor de 52 440 GWh reflecte um acréscimo face ao verificado em 2008 de cerca de 2,4% ao ano.

Esta previsão tem em conta, por um lado, as perspectivas pouco optimistas para a evolução da actividade económica já evidenciadas no ano transacto e, por outro lado, a correcção de alguns efeitos extraordinários como temperatura e dias úteis, recuperação de facturação e alteração do critério no cálculo da energia em contadores

No que respeita ao fornecimento de energia eléctrica para 2009, prevê-se um crescimento médio anual para o Continente de 2,2% face a 2007.

Relativamente às Regiões Autónomas, após uma previsão de aceleração do crescimento dos consumos para 2008, as previsões da EDA e da EEM que a ERSE adoptou para as tarifas em 2009 apontam para uma nova desaceleração em ambas as Regiões, com crescimentos face a 2008 de 4,7% e 4,5% por ano, respectivamente. De referir que a previsão da EEM aponta para que o consumo referido à emissão em 2009 ultrapasse pela primeira vez os 1 000 GWh.

No quadro seguinte apresentam-se os valores globais dos consumos considerados no cálculo das tarifas em 2009, bem como os valores verificados em 2007.

Quadro 0-14 - Indicadores energéticos

	2007 Real	Tarifas 2009
Consumo referido à emissão - Continente	50 054 GWh	52 440 GWh
Consumo referido aos pontos de entrega - Continente		
Mercado regulado	40 639 GWh	43 629 GWh
Mercado liberalizado	5 373 GWh	4 385 GWh
Mercado regulado + Mercado liberalizado	46 012 GWh	48 014 GWh
Taxa de crescimento anual Tarifas 2009 / 2007 Real		2,2 %
Consumo referido à emissão - Região Autónoma dos Açores	788 GWh	859 GWh
Consumo referido aos pontos de entrega - Região Autónoma dos Açores		
Mercado regulado	726 GWh	797 GWh
Taxa de crescimento anual Tarifas 2009 / 2007 Real		4,7 %
Consumo referido à emissão - Região Autónoma da Madeira	921 GWh	1 006 GWh
Consumo referido aos pontos de entrega - Região Autónoma da Madeira		
Mercado regulado	840 GWh	918 GWh
Taxa de crescimento anual Tarifas 2009 / 2007 Real		4,5 %

Fonte: ERSE

0.5 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA AOS CLIENTES FINAIS E DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

As tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas são aplicadas pelos comercializadores de último recurso. As variações tarifárias apresentam diferenciação por nível de tensão e tipo de fornecimento.

No Quadro 0-15 apresentam-se as variações de 2008 para 2009 das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental.

Quadro 0-15 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 para 2009 em Portugal Continental

	Variação 2009/2008
Tarifas de Venda a Clientes Finais	4,9%
Venda a Clientes Finais em MAT	5,9%
Venda a Clientes Finais em AT	5,9%
Venda a Clientes Finais em MT	5,9%
Venda a Clientes Finais em BT	4,4%
Venda a Clientes Finais em BTE	4,8%
Venda a Clientes Finais em BTN	4,3%

No Quadro 0-16 e no Quadro 0-17 apresentam-se as variações de 2008 para 2009 das tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Quadro 0-16 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 para 2009 da Região Autónoma dos Açores

	Variação 2009/2008
Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	5,5%
Venda a Clientes Finais em MT	5,3%
Venda a Clientes Finais em BT	5,6%
Venda a Clientes Finais em BTE	4,2%
Venda a Clientes Finais em BTN	5,7%

Quadro 0-17 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 para 2009 da Região Autónoma da Madeira

	Variação 2009/2008
Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	4,4%
Venda a Clientes Finais em MT	2,5%
Venda a Clientes Finais em BT	4,7%
Venda a Clientes Finais em BTE	1,9%
Venda a Clientes Finais em BTN	5,4%

Importa referir que, apesar da convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e o Continente estar implementada em termos médios, observam-se variações diferenciadas resultantes das estruturas de consumo serem distintas.

Os preços médios da Região Autónoma dos Açores e da Região Autónoma da Madeira por tipo de fornecimento, em 2009, em percentagem dos preços médios em Portugal continental e corrigidos da estrutura de consumos, são os seguintes:

Quadro 0-18 - Convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM face às tarifas de Portugal continental em 2009

Tipo de fornecimento	TVCF/TVCF	TVCFM/TVCF
MT	100	100
BT	100	100
BTE	100	100
BTN >	102	99
BTN < (s/ IP)	101	100
IP	81	100
Global MT e BT	100	100

TVCF/TVCF – Relação entre as tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores e as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental para o mesmo conjunto de quantidades.

TVCFM/TVCF – Relação entre as tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira e as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental para o mesmo conjunto de quantidades.

O impacto do mecanismo de convergência tarifária nas Tarifas de Venda a Clientes Finais no Continente e nas Regiões Autónomas observa-se por comparação das tarifas a vigorar em 2009 com as tarifas que seria necessário publicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos actualmente permitidos às respectivas empresas. Esse impacto é o seguinte:

Quadro 0-19 - Impacte do mecanismo de convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM e de Portugal Continental

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Continente	2,7%	4,9%
Região Autónoma dos Açores	63,5%	5,5%
Região Autónoma da Madeira	52,3%	4,4%

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As Tarifas de Acesso às Redes são pagas por todos os consumidores pela utilização das infra-estruturas de redes. Estas tarifas estão incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso. De igual modo estão incluídas nas tarifas dos comercializadores de mercado negociadas livremente com os consumidores de energia eléctrica. A variação das tarifas de Acesso às Redes, em Portugal Continental, é diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento.

No Quadro 0-20 apresentam-se as variações de 2008 para 2009 das tarifas de Acesso às Redes.

Quadro 0-20 - Variação das tarifas de Acesso às Redes de 2008 para 2009 em Portugal continental

	Varição 2009/2008
Tarifas de Acesso às Redes	-18,6%
Acesso às Redes em MAT	-41,3%
Acesso às Redes em AT	-31,6%
Acesso às Redes em MT	-18,7%
Acesso às Redes em BTE	-8,9%
Acesso às Redes em BTN	-18,6%

As variações apresentadas no quadro anterior integram o pagamento de parte dos custos com a convergência tarifária de 2009 entre as Regiões Autónomas e o Continente através de parte do valor do equilíbrio económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio hídrico pago pelos centros electroprodutores hidroeléctricos, nos termos do artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007.

O adiamento do diferencial de custos com a produção em regime especial de 2009 por um período de 15 anos com efeitos a partir de 2010, em resultado do Decreto-Lei n.º 165/2008 e do Despacho do Ministro da Economia e da Inovação, de 19 de Setembro, tem como consequência uma redução da tarifa de Uso Global do Sistema na sua componente de energia. Esta redução em 2009 será paga no futuro pela globalidade dos consumidores em função da energia consumida assegurando-se neutralidade inter-temporal. A limitação dos sobrecustos da produção em regime especial de 2009 nas tarifas de acesso às redes origina uma variação tarifária global das tarifas de acesso às redes entre 2008 e 2009 bastante inferior, como se pode verificar no capítulo 10.

TARIFAS POR ACTIVIDADE EM PORTUGAL CONTINENTAL

As tarifas por Actividade em Portugal continental permitem recuperar os proveitos permitidos em cada um das actividades reguladas do sector eléctrico. Estas tarifas integram de forma aditiva as tarifas de Acesso às Redes. De igual modo integram as tarifas de Venda a Clientes Finais.

No Quadro 0-21 apresentam-se as variações de 2008 para 2009 das tarifas por actividade em Portugal continental. Apresenta-se o efeito da aplicação do Decreto-Lei 165/2008 referente à estabilidade tarifária, nas tarifas de Energia e de Uso Global do Sistema.

Quadro 0-21 - Variação das tarifas por actividade de 2008 para 2009 em Portugal continental

	Variação 2009/2008	
	Com aplicação do DL 165/2008	Sem aplicação do DL 165/2008
Tarifa de Energia	41,8%	94,3%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-88,7%	-44,4%
Tarifas de Uso de Redes		
Uso da Rede de Transporte em MAT	1,4%	1,4%
Uso da Rede de Transporte em AT	3,5%	3,5%
Uso da Rede de Distribuição em AT	11,5%	11,5%
Uso da Rede de Distribuição em MT	7,2%	7,2%
Uso da Rede de Distribuição em BT	-7,4%	-7,4%
Tarifas de Comercialização	24,6%	24,6%

0.6 PROVEITOS PERMITIDOS

O Quadro 0-22 sintetiza os proveitos permitidos em 2009, por actividade, em Portugal continental.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Sumário Executivo

Quadro 0-22 - Proveitos em Portugal continental, em 2009

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos por actividade	Custos transferidos entre actividades	Proveitos a proporcionar em 2009, previstos em 2008 (c/ ajustamento)	Déficit tarifário (Decreto-Lei, n.º 265/2008)	Proveitos a proporcionar em 2009, por actividade (c/ ajustamento)	Despacho do MEI de 3/10/2008	Tarifas 2009
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)	(4)	(5) = (3) - (4)	(6)	(7) = (5) - (6)
REN Trading	89 096		0	0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	89 096	-89 096 (GGS)	0	0	0	0	0
REN	605 877		616 388	0	616 388	50 000	566 388
Aquisição de Energia Eléctrica (AEE)	78 584	-78 584 (CVEE)	0	0	0	0	0
Gestão Global do Sistema (GGS)	295 029	89 096 (CVEEAC)	384 125	0	384 125	50 000	334 125
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	232 263		232 263	0	232 263	0	232 263
EDP Distribuição	2 067 947	-1 063 857	1 004 089	0	1 004 089	0	1 004 089
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 228 312		1 228 312	0	1 228 312	0	1 228 312
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	839 635	-1 063 857 (GGS + TEE + Sobrecusto PRE 2009)	-224 223	0	-224 223	0	-224 223
EDP Serviço Universal (CUR)	6 267 496	-981 125	5 286 371	1 723 151	3 563 220	0	3 563 220
Compra e Venda de Energia Eléctrica	4 741 035	430 222	5 171 257	1 723 151	3 448 106	0	3 448 106
Sobrecusto da PRE	95 831	351 638 (Sobrecusto da PRE 2007 e 2008)	447 469	447 469	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica (CVEE)	4 645 204	78 584 (AEE)	4 723 788	1 275 682	3 448 106	0	3 448 106
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	1 411 347	-1 411 347 (DEE + CVAT)	0	0	0	0	0
Comercialização (C)	115 114		115 114	0	115 114	0	115 114
Total no continente			6 906 848	1 723 151	5 183 697	50 000	5 133 697

O Quadro 0-23 sintetiza os proveitos permitidos em 2009, por actividade, nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-23 - Proveitos nas Regiões Autónomas, em 2009

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos por actividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2009 (3) = (1) - (2)
EDA	161 119	58 319	102 800
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	123 328	48 142	75 187
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	35 774	10 596	25 178
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	2 016	-419	2 435
EEM	175 408	54 585	120 823
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	125 468	38 968	86 500
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	45 217	13 909	31 308
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 723	1 708	3 015
Total nas Regiões Autónomas	336 527	112 904	223 623

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário foi submetida, em Outubro de 2008, à apreciação do Conselho Tarifário, da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009 a 2011”. Esta proposta foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante. Tendo em consideração o parecer do Conselho Tarifário, procede-se à publicação dos valores das tarifas e preços a vigorar em 2009 e dos parâmetros para o período de regulação 2009-2011.

As tarifas para 2009 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 22 393/2008, de 29 de Agosto. As disposições estabelecidas no Regulamento Tarifário aprofundam, por um lado, a regulação das actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica e por outro lado, a integração do Mercado Ibérico de Electricidade, no quadro da legislação em vigor. As tarifas consideram ainda as alterações ao Regulamento Tarifário publicadas no Despacho ERSE n.º 20/2008, que transpõem a aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Os valores das tarifas e preços dos serviços regulados para 2009, têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2007, previstos para 2008 e estimados para 2009, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

- Rede Eléctrica Nacional.
- EDP Distribuição.
- EDP Serviço Universal.
- Electricidade dos Açores.
- Empresa de Electricidade da Madeira.

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores actualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2009.

A informação numérica enviada cumpre o estabelecido no Regulamento Tarifário e nas normas complementares publicadas.

Tendo em consideração anteriores pareceres do Conselho Tarifário, o documento de Tarifas foi reestruturado no sentido de simplificar a apresentação dos principais pressupostos considerados, das decisões tomadas e respectivos impactes. Algumas das matérias anteriormente tratadas neste documento apresentam-se em anexo.

O presente documento apresenta, no capítulo 2, a definição das tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços que, de acordo com o Regulamento Tarifário, devem ser publicadas pela ERSE.

No capítulo 3 é feita uma análise da situação económica nacional e do seu enquadramento a nível europeu.

No capítulo 4 indicam-se os efeitos na fixação das tarifas de energia eléctrica a vigorarem em 2009 do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, que estabelece mecanismos de estabilização tarifária aplicáveis em períodos de significativas e excepcionais circunstâncias de custos geradoras de impactes tarifários elevados.

No capítulo 5 apresentam-se as alterações a introduzir no Regulamento Tarifário em resultado da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto.

No capítulo 6 encontram-se descritas e justificadas as principais decisões da ERSE que conduziram à fixação de tarifas e preços a aplicar em 2009. São apresentados os proveitos permitidos para cada actividade das empresas reguladas.

No capítulo 7 apresentam-se os cálculos das tarifas por actividade, das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem em 2009.

No capítulo 8 apresentam-se os parâmetros para vigorarem no período de regulação de 2009 a 2011.

No capítulo 9 são apresentados os preços dos serviços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço para vigorarem em 2009.

Por último, no capítulo 10 é feita uma análise do impacte das principais decisões tomadas.

2 TARIFAS E PREÇOS PUBLICADOS PELA ERSE

2.1 TARIFAS

O Quadro 2-1 indica as tarifas cuja fixação anual compete à ERSE.

As tarifas são estabelecidas de forma a proporcionar às empresas reguladas um montante de proveitos calculado de acordo com as fórmulas constantes no Regulamento Tarifário.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas e preços publicados pela ERSE

Quadro 2-1 - Tarifas Reguladas

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
Tarifa de Energia	TE	comercializador de último recurso	clientes dos comercializadores de último recurso	fornecimento de energia	incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
Tarifa de Uso Global do Sistema	UGS	operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	serviços de sistema e de interesse público	incluída na tarifa de Venda do operador da rede de transporte
		operadores das redes de distribuição concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em MAT, AT, MT e BT	serviços de sistema e de interesse público	para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
Tarifas de Uso da Rede de Transporte	URT				
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	URT _{MAT}	operadores das redes de distribuição	operadores das redes de distribuição	uso de rede	incluída na tarifa de Venda do operador da rede de transporte
		operadores das redes de distribuição	clientes em MAT	uso de rede	para os clientes do comercializador de último recurso em MAT, está incluída na tarifa de Venda a Clientes Finais
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	URT _{AT}	operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	uso de rede	incluída na tarifa de Venda do operador da rede de transporte
		operadores das redes de distribuição concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em AT, MT e BT	uso de rede	para os clientes dos comercializadores de último recurso em AT, MT e BT, está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas e preços publicados pela ERSE

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
Tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT		operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	prestação dos serviços de sistema e transporte	definida nos termos do Artigo 16.º do Regulamento Tarifário
Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	URD				
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição de AT</i>	URD _{AT}	operadores das redes de distribuição concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em AT, MT e BT	uso de rede	para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT</i>	URD _{MT}	operadores das redes de distribuição concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em MT e BT	uso de rede	para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT</i>	URD _{BT}	distribuidor em BT concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes em BT	uso de rede	para os clientes dos comercializadores de último recurso está incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009

E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas e preços publicados pela ERSE

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objecto	Observações
Tarifas de Comercialização					
C					
<i>Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT</i>	C _{NT}	comercializador de último recurso concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes dos comercializadores de último recurso em MAT, AT e MT	serviços de contratação, facturação e cobrança	incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Comercialização em BTE</i>	C _{BTE}	comercializador de último recurso concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes dos comercializadores de último recurso em BTE	serviços de contratação, facturação e cobrança	incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais
<i>Tarifa de Comercialização em BTN</i>	C _{BTN}	comercializador de último recurso concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes dos comercializadores de último recurso em BTN	serviços de contratação, facturação e cobrança	incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais
Tarifas de Acesso					
		Operadores das redes de distribuição	clientes em MAT, AT, MT e BT	Utilização das redes e serviços associados	incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais
Tarifas de Venda a Clientes Finais					
	-	comercializadores de último recurso concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes dos comercializadores de último recurso	fornecimento regulado de energia a retalho	existem diversas opções tarifárias definidas nas Secções V, VI e VII do Capítulo III do Regulamento Tarifário, respectivamente para os clientes de Portugal continental e das Regiões Autónomas

2.2 PREÇOS DE OUTROS SERVIÇOS

2.2.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

Os preços de serviços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais (RRC), cuja fixação anual compete à ERSE, são os seguintes:

- Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica – artigos 56.º e 251.º do RRC.
- Preços de leitura extraordinária – artigos 151.º e 243.º do RRC.
- Quantia mínima a pagar em caso de mora – artigos 201.º e 250.º do RRC.

Estes preços dizem respeito a pagamentos de clientes finais aos operadores de redes e aos comercializadores de último recurso em Portugal continental, bem como à concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira.

Os preços dos serviços acima mencionados, em vigor em Portugal continental desde 1999, foram publicados, pela primeira vez, através do Despacho n.º 10 056-A/99, de 20 de Maio, e republicados através dos despachos que aprovam anualmente as tarifas.

2.2.2 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O Regulamento da Qualidade de Serviço actualmente em vigor em Portugal continental prevê unicamente a fixação pela ERSE do valor limite a pagar pelos clientes devido a investigações decorrentes de reclamações relativas à qualidade da onda de tensão quando os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante – artigo 46.º.

Os preços dos serviços regulados previstos nos regulamentos da qualidade de serviço da Região Autónoma dos Açores e da Região Autónoma da Madeira (a referência regulamentar é a mesma para os dois regulamentos), cuja fixação anual compete à ERSE, são os seguintes:

- Valor limite a pagar pelos clientes devido a investigações decorrentes de reclamações relativas à qualidade da onda de tensão quando os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante – artigo 7.º.
- Quantia exigível ao cliente quando este não se encontra nas suas instalações durante o período acordado com o distribuidor para a realização de visita às suas instalações – artigo 34.º.

-
- Quantia exigível ao cliente quando se verificar que a avaria comunicada ao distribuidor se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade – artigo 35.º.
 - Quantia exigível aos clientes em BT no caso de solicitação de reposição urgente do serviço de fornecimento de energia eléctrica – artigo 36.º. Este serviço passou a estar incluído no RRC, pelo que o seu preço é fixado ao abrigo deste regulamento (artigos 56.º e 238.º do RRC).

Os preços dos serviços regulados indicados anteriormente são apresentados e explicados no capítulo 9.

3 ENQUADRAMENTO ECONÓMICO

3.1 CONTEXTO INTERNACIONAL

Em 2007, a economia mundial caracterizou-se pela prossecução de uma trajectória de crescimento económico robusto e próximo do crescimento apresentado no ano anterior, traduzida num crescimento real do Produto Interno Bruto (PIB) de 5,0%³ face ao ano anterior. Tal como nos anos anteriores, caracterizados por uma intensificação do comércio mundial de bens e serviços, o crescimento em volume do comércio mundial em 2007 situou-se em 7,0%, registando contudo uma desaceleração face a 2006. O padrão de crescimento da economia e do comércio mundial não foi constante ao longo do ano de 2007, ao se registar no final do ano, um abrandamento da actividade económica e das trocas comerciais, em sequência de um aumento mais acentuado do preço internacional das matérias-primas e de uma maior turbulência nos mercados financeiros internacionais, a partir da segunda metade do ano. A generalização da desconfiança sobre a qualidade do mercado hipotecário de alto risco (*subprime*) nos EUA desencadearam a volatilidade verificada nos mercados financeiros em 2007. A subida do preço internacional das matérias-primas e o dinamismo da actividade económica a nível mundial exerceram uma pressão acrescida em termos de inflação, a nível mundial. Em termos cambiais, o ano de 2007 caracterizou-se por uma tendência de depreciação do dólar, evidenciando a trajectória dos anos mais recentes, com excepção do ano de 2005, em que se registou uma apreciação desta moeda.

Desde 2004, a economia norte-americana apresenta uma desaceleração anual no ritmo de crescimento da sua economia. Em 2007, a desaceleração verificada resulta de um abrandamento da procura interna, traduzindo-se num menor contributo desta rubrica para o crescimento real da economia. O forte dinamismo registado nas exportações líquidas permitiu atenuar o movimento descrito anteriormente.

A Área do Euro apresenta em 2007 uma expansão da sua actividade económica, traduzindo-se num crescimento real de 2,7% face ao ano anterior. Este ritmo de expansão foi, contudo, mais lento do que o verificado em 2006 mas superior ao verificado em 2005. A justificação para a evolução descrita em 2007 assenta numa redução do contributo da procura interna para o crescimento do PIB, em sequência de um abrandamento do consumo privado. Dentro da Área do Euro, as maiores economias, nomeadamente, a Alemanha, a Itália e a Espanha apresentaram um abrandamento da sua actividade económica em 2007, enquanto a economia francesa apresentou um ritmo de crescimento igual ao evidenciado no ano anterior.

³ Comissão Europeia (CE).

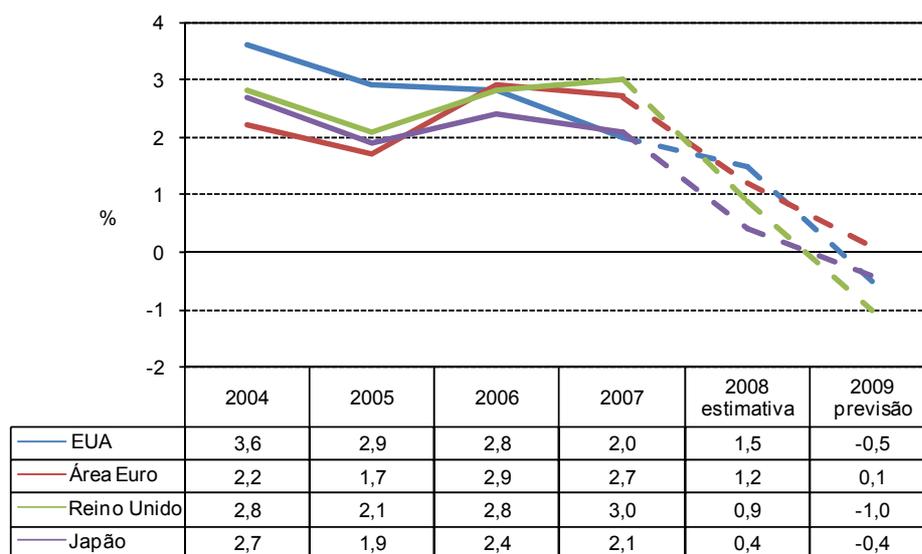
À semelhança dos EUA e da Área do Euro, a economia nipónica desacelerou em 2007, traduzindo-se num crescimento em torno dos 2,1%, baseado no contributo positivo das exportações líquidas e da evolução do consumo privado.

Contrariamente à situação dos EUA, da Área do Euro e do Japão, a economia do Reino Unido apresentou em 2007 um crescimento superior ao verificado no ano anterior. Este crescimento é sustentado pelo dinamismo da procura interna.

Tal como nos anos anteriores, o crescimento mundial foi conduzido pelos países em desenvolvimento e países emergentes, em que tanto a China como a Índia e a Rússia assumem papéis importantes.

A Figura 3-1 apresenta a evolução do PIB em termos reais entre 2004 e 2009 de acordo com as previsões económicas de Outono da Comissão Europeia (CE).

Figura 3-1 - Evolução do PIB, em termos reais



Fonte: Previsões da Comissão Europeia, 2008

Os recentes acontecimentos, mais concretamente, a crise financeira sentida a nível internacional, conduziu a uma forte revisão em baixa do crescimento destas economias. Desta forma, a CE prevê um forte abrandamento da actividade económica dos países em análise em 2008 e de uma forma mais acentuada em 2009 nos EUA, no Reino Unido e no Japão, ao prever que estas economias estejam em recessão económica durante esse ano.

A incerteza resultante da evolução futura dos mercados financeiros internacionais bem como o impacte da crise financeira na economia real poderão conduzir a uma nova revisão em baixa do ritmo de crescimento económico das economias em análise.

3.2 PORTUGAL

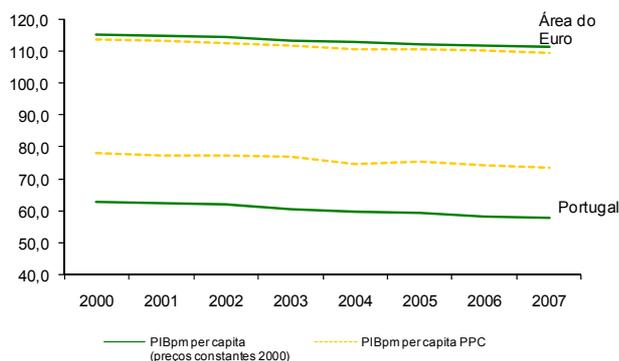
3.2.1 CRESCIMENTO ECONÓMICO

À semelhança dos anos anteriores, a economia portuguesa caracterizou-se em 2007 pela manutenção da trajectória de expansão moderada da sua actividade apresentando um crescimento do PIB de 1,9%⁴, sendo a taxa de crescimento do PIB mais elevada dos últimos anos.

À semelhança dos anos anteriores, o ritmo de expansão da actividade económica portuguesa é inferior ao ritmo evidenciado na Área do Euro verificando-se contudo que, entre 2006 e 2007 o diferencial no ritmo de crescimento apresenta uma redução significativa.

A Figura 3-2 apresenta a evolução do PIB a preços de mercado *per capita*, a preços constantes do ano 2000 e do PIB a preços de mercado *per capita* corrigido da paridade do poder de compra. O hiato apresentado entre os valores relativos a Portugal e os referentes à Área do Euro, medidos em termos de PIB *per capita* e PIB *per capita* corrigido da paridade do poder de compra, indicam que o processo de convergência real entre a economia portuguesa e as restantes economias que aderiram à moeda única tem sido adiado ao longo dos anos em análise.

Figura 3-2 - Convergência Real
(UE-27=100)



Nota: PPC - Paridade do Poder de Compra.

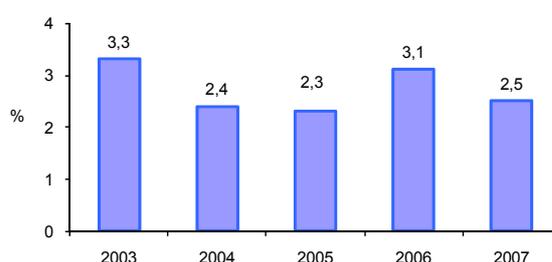
Fonte: Previsões da Comissão Europeia

⁴ Banco de Portugal

3.2.2 INFLAÇÃO

A inflação verificada em Portugal, medida através da taxa de variação média anual do Índice de Preços no Consumidor (IPC), do deflator do Consumo Privado e do Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC), apresentou um perfil descendente entre 2003 e 2007, tal como se demonstra nas figuras seguintes. Contrariamente à evolução mencionada anteriormente, o deflator do PIB apresenta um perfil ascendente para o período em análise.

**Figura 3-3 - Evolução do Índice de Preços no Consumidor
(taxa de variação média anual)**



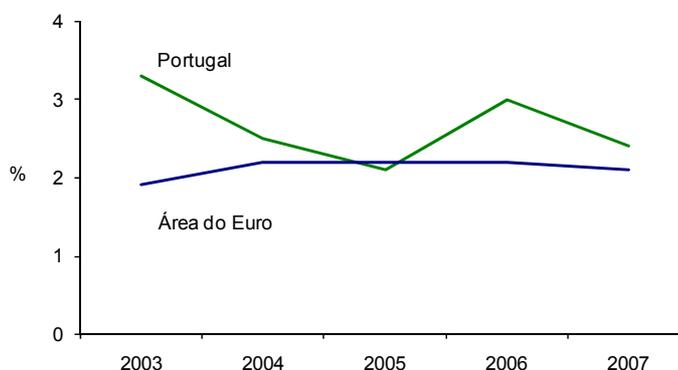
Nota: A partir de Janeiro de 2003 as taxas de variação são calculadas utilizando o IPC de base 2002.

Fonte: Banco de Portugal

O Índice de Preços no Consumidor (Figura 3-3), medido através da taxa de variação média anual, em 2007, apresenta desaceleração de 0,6 p.p. face ao valor verificado em 2006. Esta evolução é justificada em grande medida pela redução do preço dos bens energéticos apesar do seu perfil ascendente no final do ano de 2007.

A Figura 3-4 permite estabelecer a comparação entre a inflação verificada em Portugal e a verificada na Área do Euro através da análise da evolução do IHPC. Entre 2003 e 2007, o diferencial entre a taxa verificada em Portugal e na Área do Euro reduziu-se de 1,4 p.p. para 0,3 p.p., conduzindo a uma convergência na taxa de inflação entre Portugal e a Área do Euro. O diferencial dos custos unitários do trabalho (CTUP) entre a economia portuguesa e da Área do Euro reduziram-se, sendo consistentes com a evolução mencionada anteriormente para o IHPC. Na Área do euro, verificou-se uma desaceleração da produtividade face a 2006, superior à desaceleração verificada nas remunerações por trabalhador conduzindo a um aumento dos CTUP de 1,2% entre 2006 e 2007. Em Portugal, o Banco de Portugal estima um aumento da taxa de produtividade proporcionando uma diminuição da taxa de crescimento dos CTUP, entre 2006 e 2007.

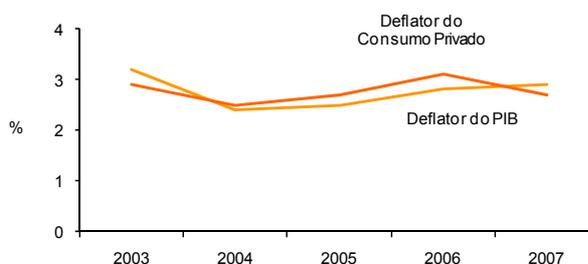
**Figura 3-4 - Evolução do Índice Harmonizado de Preços no Consumidor
(taxa de variação anual)**



Fonte: Previsões Outono 2008, Comissão Europeia

Na Figura 3-5 apresenta-se a evolução do deflator do PIB e do deflator do Consumo Privado, medido pela taxa de variação anual, entre 2003 e 2007.

**Figura 3-5 - Evolução do deflator do PIB e do deflator do Consumo Privado
(taxa de variação anual)**



Fonte: Previsões Outono 2008, Comissão Europeia

O diferencial entre o deflator do PIB e o deflator do consumo privado em 2007 é praticamente semelhante ao observado em 2003 (+0,2 p.p. e +0,3 p.p., respectivamente). Entre 2004 e 2006, o deflator do Consumo Privado mantém-se mais elevado do que o do deflator do PIB, situação que se altera em 2007, tal como referido anteriormente.

3.2.3 PREVISÕES ECONÓMICAS

O Quadro 3-1 apresenta as previsões económicas efectuadas pelo Banco de Portugal, pelo Fundo Monetário Internacional (FMI), pelo Ministério das Finanças e da Administração Pública (MFAP), pela CE e pela Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Económico (OCDE), para 2008 e 2009.

Quadro 3-1 - Previsões económicas para 2008 e 2009

	2008					2009				
	B. Portugal ¹	FMI ²	MFAP ³	CE ⁴	OCDE ⁵	B. Portugal ¹	FMI ²	MFAP ³	CE ⁴	OCDE ⁵
crescimento real em %										
PIBpm	1,2	0,6	0,8	0,5	0,5	1,3	0,1	0,6	0,1	-0,2
Consumo Privado	1,3	-	1,3	1,3	1,2	0,7	-	0,8	0,1	-0,2
Consumo Público	-0,2	-	-0,2	-0,1	-0,2	0,0	-	0,2	0,2	0,2
FBCF	1,0	-	1,7	0,1	0,7	1,2	-	1,5	-2,7	-1,2
Exportações Bens e Serviços	4,4	-	2,4	2,1		4,0	-	1,2	1,1	-0,5
Importações Bens e Serviços	3,3	-	3,4	2,6		2,1	-	1,8	-0,5	-0,9
Contributo em p.p.										
Exportações líquidas	0,1	-		-	-	0,5	-		0,6	-
Procura interna	1,0	-		-	-	0,8	-		-0,5	-
taxa de variação anual em %										
Deflador do PIB	-	-	2,4	2,1	2,2	-	-	2,5	3,1	2,3
Deflador do Consumo Privado	-	-		2,9	2,8	-	-		2,4	1,4
IHPC*	3,0	3,2	2,9	2,9	2,8	2,5	2,0	2,5	2,3	1,3
em % população activa										
Taxa de Desemprego	-	7,6	7,6	7,7	7,6	-	7,8	7,6	7,9	8,5

Nota: * A previsão do Ministério das Finanças e Administração Pública é referente ao IPC.

Fonte: 1 - Boletim Económico, Banco de Portugal, Verão 2008

2 - World Economic Outlook, FMI, Outubro 2008

3 - Orçamento do Estado para 2009 - Relatório, Ministério das Finanças e da Administração Pública, Outubro 2008

4 - Previsões de Outono, Comissão Europeia, 2008

5 - Economic Outlook no.84, OCDE, Novembro 2008

De acordo com as previsões do FMI, MFAP, CE e OCDE, o período 2008-2009 será caracterizado por uma desaceleração da actividade económica, contrária à previsão do Banco de Portugal que defendia, à data da publicação das suas previsões, uma ligeira recuperação da actividade económica. Os recentes acontecimentos nos mercados financeiros deverão conduzir a uma revisão em baixa do crescimento da actividade económica portuguesa por parte dos diversos organismos. A OCDE, na sua mais recente previsão publicada, defende uma contracção de 0,2% na actividade económica portuguesa em 2009.

A importância do contributo das exportações líquidas para o crescimento da economia advém da expectativa de um abrandamento mais forte nas importações do que nas exportações e de uma desaceleração da procura interna em sequência de um abrandamento do consumo privado e do investimento. Uma vez que o processo de consolidação orçamental ainda se manterá activo não são esperadas grandes oscilações no consumo público.

De acordo com a MFAP, o deflator do PIB apresentará um ligeiro acréscimo de 0,1 p.p. entre 2008 e 2009 enquanto o IPC reflecte um decréscimo para igual período. Segundo a CE, a OCDE e o Banco de Portugal, o Índice Harmonizado de Preços no Consumidores (IHPC) apresenta um abrandamento em 2009 face ao ano anterior, em sequência da previsão de evolução futura da componente energética de acordo com expectativas implícitas nos mercados de futuros relativamente a preços de petróleo inferiores.

As projecções mais recentes da OCDE, da CE e do FMI indicam um aumento da taxa de desemprego em 2009, em sequência da actual conjuntura económica.

A incerteza resultante da evolução futura dos mercados financeiros internacionais bem como o impacte da crise financeira na economia real a nível mundial, traduzindo-se num enquadramento externo menos favorável a Portugal, poderão conduzir a uma revisão em baixa do ritmo de crescimento económico da economia portuguesa.

4 APLICAÇÃO DA LEGISLAÇÃO SOBRE ESTABILIDADE TARIFÁRIA (DECRETO-LEI N.º 165/2008)

O final do ano de 2007 e o ano de 2008 registaram subidas muito acentuadas dos custos de produção de energia eléctrica, provocando desajustes importantes entre o nível de custos incluído nas tarifas reguladas de energia eléctrica e os custos efectivamente incorridos pelo comercializador de último recurso na aquisição de energia eléctrica no mercado grossista.

Uma das respostas políticas ao problema da dependência energética externa tem sido o investimento em produção a partir de recursos endógenos (energia renovável) e em cogeração. Esta produção (designada “em regime especial”) diminui a factura energética externa mas não é ainda competitiva com as tecnologias de produção mais convencionais a partir de combustíveis fósseis, provocando assim um aumento de custos do sector eléctrico, com acelerado crescimento pelo efeito de volume desta produção.

A conjugação destas duas realidades (desvios elevados de custos de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso e aumento acelerado dos custos com a produção em regime especial) em simultâneo com mais um ano de elevados custos de energia eléctrica no mercado grossista (que muitos analistas dizem corresponder a um novo patamar de custos para o futuro), levou o Governo a emitir um diploma que define mecanismos de estabilização inter-temporal da tarifa de energia eléctrica, em circunstâncias excepcionais – Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto.

Um acréscimo tarifário muito significativo das tarifas de Venda a Clientes Finais resultante da aplicação de ajustamentos tarifários de anos anteriores representaria um risco sistémico que afectaria o equilíbrio de preços de todo o mercado retalhista, uma vez que poderia dar origem a um êxodo brusco dos clientes do comercializador de último recurso para outros comercializadores, tornando a recuperação de custos impossível de acontecer nas tarifas desse ano, provocando o colapso do comercializador de último recurso (com repercussões em todos os agentes do sector). Este risco sistémico não estava acautelado no quadro legal e regulamentar e foi corrigido com a publicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, sendo válido tanto para subidas como para descidas excepcionais de preços.

No âmbito do diploma referido a ERSE considerou, de modo fundamentado, verificarem-se circunstâncias excepcionais e susceptíveis de provocar variações e impactes tarifários significativos para os consumidores de energia eléctrica em 2009, pelo que enviou ao ministro responsável pela área da energia uma proposta sobre a repercussão nas tarifas eléctricas dos ajustamentos referentes a custos decorrentes da actividade de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso, bem como uma análise de impactes sobre as variações tarifárias associadas a diferentes cenários para repercussão nas tarifas eléctricas dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

Na sequência da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 19 de Setembro, o ministro com a tutela do sector da energia emitiu um despacho determinando: (i) o diferimento dos ajustamentos tarifários positivos com a aquisição de energia pelo comercializador de último recurso nos anos de 2007 e 2008 e (ii) o diferimento da repercussão tarifária do diferencial de custo com a produção em regime especial estimado para 2009.

O despacho refere ainda o prazo para a repercussão tarifária dos montantes não incluídos nas tarifas de 2009, com início em 2010 e por um período de 15 anos.

Os custos deverão incidir sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, a pagar por todos os consumidores.

IMPLEMENTAÇÃO TARIFÁRIA DO DECRETO-LEI N.º 165/2008

O tratamento das duas rubricas de custos diferidas pelo Decreto-Lei n.º 165/2008 foi diferenciado devido à sua diferente natureza.

Os desvios de custos de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso dizem respeito ao passado, representando uma transferência de custos inter-temporal entre os consumidores de 2008 e os que pagarão o desvio a partir de 2010. Neste caso, o valor é simplesmente deduzido aos custos da tarifa de energia do comercializador de último recurso para 2009. A partir de 2010 a sua anuidade figurará na tarifa de Uso Global do Sistema.

O diferencial de custo da PRE estimado para 2009 é um custo do ano de 2009, o qual deveria integrar a estrutura de pagamentos dos consumidores em 2009. Acresce que no caso da produção em regime especial ao abrigo do Decreto-Lei n.º 90/2006 (produção a partir de fontes renováveis), a estrutura de pagamentos é muito diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento, incidindo a quase totalidade deste sobrecusto sobre os consumidores em BTN com potência contratada entre 3,45 e 41,4 kVA. O Decreto-Lei n.º 165/2008 determina que os custos diferidos em 2009 serão pagos através da tarifa de Uso Global do Sistema, por todos os consumidores. Assim, deve interpretar-se que a subsídio inter-temporal que o diploma determina tem por corolário a incidência desse benefício em 2009 com a mesma estrutura dos pagamentos futuros. Desta forma, o valor do sobrecusto da PRE estimado para 2009 é integrado numa parcela a deduzir à tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), com uma estrutura de incidência tarifária coincidente com a estrutura de pagamentos deste défice no futuro.

Portanto, o diferencial de custo da PRE de 2009 figura nos custos incluídos na tarifa de UGS, com a estrutura de pagamentos que decorre da legislação em vigor e, simultaneamente, figura com sinal negativo numa nova parcela da mesma tarifa, cuja estrutura de pagamentos é transversal a todos os níveis de tensão. O saldo do sobrecusto da PRE de 2009 incluído nas tarifas é nulo.

Juntamente com a proposta de tarifas de energia eléctrica para 2009, a ERSE enviou ao Conselho Tarifário uma proposta de alteração ao Regulamento Tarifário, na sequência do Decreto-Lei n.º 165/2008. Tendo em consideração o parecer elaborado pelo Conselho Tarifário, a publicação do Despacho ERSE n.º 20/2008 veio alterar o Regulamento Tarifário, implementando o modelo enunciado anteriormente e acomodando ainda a situação futura do pagamento dos custos diferidos pelo período fixado em 15 anos na tarifa de UGS.

IMPACTES DO DECRETO-LEI N.º 165/2008 NAS TARIFAS DE 2009

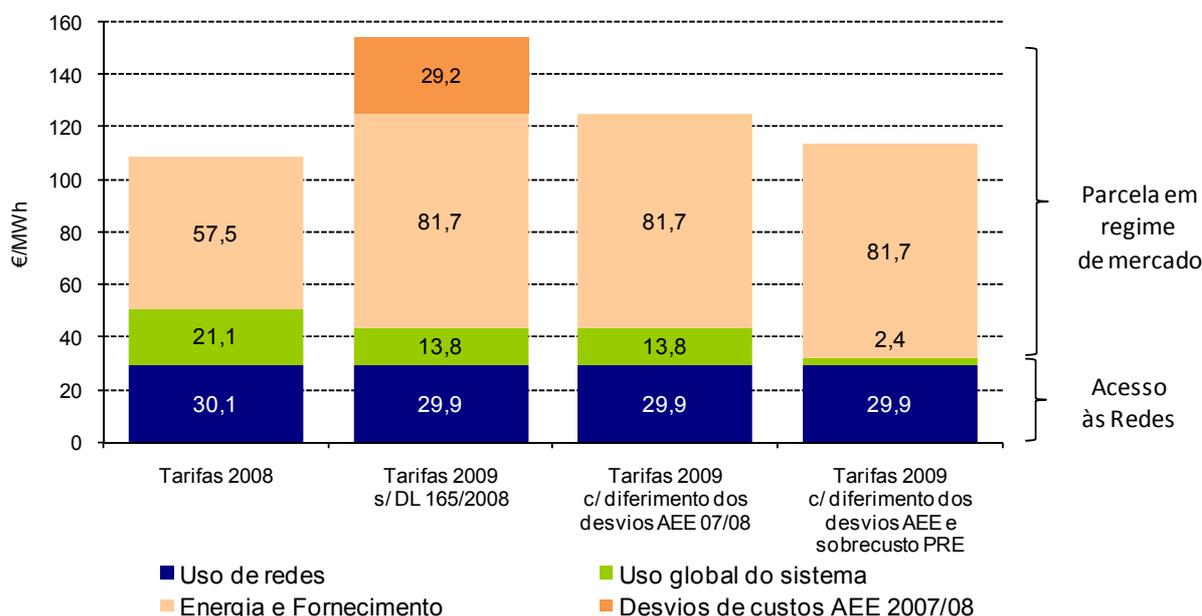
A tarifa de acesso às redes, aplicável aos consumidores de qualquer comercializador, acomoda a redução de custos relativos à produção em regime especial de 2009, reduzindo o nível global de custos das tarifas de venda a clientes finais do comercializador de último recurso e dos comercializadores de mercado (com as desejadas consequências estabilizadoras das variações tarifárias em 2009).

Nos quadros de preços relativos às tarifas de acesso às redes e de análise de impactes das tarifas de 2009, dos capítulos seguintes, apresenta-se a tarifa de acesso sem o efeito do Decreto-Lei n.º 165/2008 e, posteriormente, a parcela de benefício associada à aplicação do diploma, que reduz a tarifa de acesso às redes efectivamente paga pelos consumidores.

A tarifa de energia do comercializador de último recurso não inclui desvios de custos do passado mas recupera ainda assim o nível de custos previstos com a aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2009.

Considera-se que a adopção das medidas extraordinárias previstas no Decreto-Lei n.º 165/2008 não interfere com a concorrência no mercado retalhista de energia eléctrica. De facto, o despacho ministerial subsequente preserva a existência de uma tarifa regulada de venda a clientes finais do comercializador de último recurso cujo nível de custos se alinha com os custos eficientes dos comercializadores em regime de mercado. A figura seguinte ilustra este efeito.

Figura 4-1 - Neutralidade do Decreto-Lei n.º 165/2008 ao nível da concorrência no mercado retalhista



Legenda: AEE – Aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso; PRE – produção em regime especial.

O pagamento dos desvios de custos de energia de 2007 e 2008 num período mais alargado não afecta a concorrência entre os comercializadores do mercado retalhista na medida em que os seus custos de aprovisionamento de energia no mercado organizado não dependem destes desvios do comercializador de último recurso. De igual modo, o diferimento de parte dos custos de política energética incluídos nas tarifas de acesso às redes é de aplicação não discriminatória para todos os clientes, independentemente do seu comercializador.

IMPACTES DO DECRETO-LEI N.º 165/2008 NAS TARIFAS DOS ANOS FUTUROS

Importa sublinhar que os custos de política energética são estruturais, na medida em que as decisões políticas e a legislação que lhes está na base não se alteraram. Assim, a diluição no tempo da repercussão tarifária desses custos de 2009 implica nos anos futuros um acréscimo tarifário, na medida em que a presença estrutural dos custos de política energética manter-se-á no futuro.

As determinações do Decreto-Lei n.º 165/2008 resultam num pagamento adicional a partir de 2010, relativo aos custos diferidos em 2009. Os custos transferidos para o futuro, e os correspondentes encargos financeiros, serão pagos num período de 15 anos, com início em 2010, em prestações constantes.

Importa por fim referir que o Decreto-Lei n.º 165/2008 prevê igualmente a sua aplicação no caso de se verificarem as circunstâncias inversas das actuais, isto é, desvios negativos substanciais de custos de

aquisição de energia pelo comercializador de último recurso. Nesta hipótese, os montantes potencialmente não incluídos nas tarifas deverão ser utilizados no pagamento antecipado do défice tarifário criado em 2009.

5 ALTERAÇÕES AO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Em Agosto de 2008, foi publicado o Decreto-Lei n.º 165/2008 que prevê mecanismos de estabilização tarifária aplicáveis em períodos excepcionais e variações de custos, com impactes tarifários elevados. A aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 decorre da verificação de desvios excepcionais de custos de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso e de elevados impactos tarifários.

As medidas de promoção da estabilidade tarifária apresentam duas vertentes:

- Proposta de condições para repercutir nas tarifas eléctricas os ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da actividade de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso;
- Informação sobre os impactes tarifários associados a diferentes cenários para repercussão nas tarifas eléctricas dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

Nesse sentido submeteu-se a consulta do Concelho Tarifário as alterações regulamentares necessárias à aplicação do referido diploma, que emitiu parecer favorável à proposta da ERSE.

Estas alterações incidem essencialmente sobre a tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de distribuição e sobre a tarifa de Energia que recupera os proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso e incidem sobre os seguintes artigos:

- Alteração do número 5 e do número 10 do Artigo 79.º do Regulamento Tarifário e a introdução de um novo número (número 9) no mesmo artigo;
- Alteração do número 1 do Artigo 84.º do Regulamento Tarifário.

Adicionalmente, julga-se oportuno corrigir alguns lapsos de forma detectados no articulado recentemente publicado; estas pequenas correcções são de carácter meramente formal e não alteram a substância do Regulamento Tarifário.

Artigo 79.º

Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

1.
2.
3.
4.
5. Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}W_{UGS2,t}^D = & \tilde{R}T_{Pol,t} + \tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FER} + \tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FENR} + \tilde{E}st_{Pol,t} + \tilde{S}soc_{Pol,t}^C - \tilde{C}H_{Pol,t-1} \times \alpha_{Pol,t} \\ & + DT_{06 Pol,t}^D + DT_{07 Pol,t}^D - \Delta W_{UGS2,t-2}^D \end{aligned} \quad (29)$$

em que:

- $\tilde{R}T_{Pol,t}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano t , calculados de acordo com a expressão (10) do Artigo 74.º
- $\tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FER}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, a ser transferido para o comercializador de último recurso, previsto para o ano t , calculados de acordo com o Artigo 83.º
- $\tilde{S}PRE_{CVEE,t}^{FENR}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, a ser transferido para o comercializador de último recurso, previsto para o ano t , calculados de acordo com o Artigo 83.º
- $\tilde{E}st_{Pol,t}$ Valor a repercutir nas tarifas, no ano t , resultante da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto.
- $\tilde{S}soc_{Pol,t}^C$ Custos com a aplicação da tarifa social, previstos para o ano t
- $\tilde{C}H_{Pol,t-1}$ Diferencial de correcção de hidraulicidade estimado para o ano $t-1$

- $\alpha_{Pol,t}$ Parâmetro que minimiza as alterações à estrutura tarifária da tarifa de Uso Global do Sistema decorrentes do mecanismo de revisibilidade dos CMEC, a fixar anualmente
- $DT_{06 Pol,t}^D$ Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano t
- $DT_{07 Pol,t}^D$ Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano t
- $\Delta W_{UGS2,t-2}^D$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-2$, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.
6.
7.
8.
9. O valor a repercutir nas tarifas, no ano t , resultante da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, referido no n.º 5 do presente Artigo é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{Est}_{Pol,t} = \tilde{CIEG}_{Pol,t}^{Est} + \tilde{Est}_t^E + \tilde{Est}_{Pol,t}^{CIEG} \quad (30)$$

em que:

$\tilde{CIEG}_{Pol,t}^{Est}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral previstos para o ano t , a repercutir nas tarifas eléctricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea b) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto.

\tilde{Est}_t^E Repercussão nas tarifas eléctricas dos custos ou proveitos diferidos de anos anteriores, respeitantes à aquisição de energia eléctrica, ao longo de um período máximo de 15 anos, a estabelecer, mediante despacho do Ministro responsável pela área da energia, até 20 de Setembro de cada ano, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto.

$\tilde{Est}_{Pol,t}^{CIEG}$ Repercussão nas tarifas dos custos diferidos de anos anteriores, decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, ao longo de um período máximo de 15 anos, a estabelecer, mediante despacho do Ministro responsável pela área da energia, até 20 de Setembro de cada ano, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto.

10.

11. O ajustamento ($\Delta W_{UGS2,t-2}^D$) é dado pela expressão:

$$\begin{aligned} & \Delta W_{UGS2,t-2}^D \\ & = \left[RfW_{UGS2,t-2}^D \right. \\ & \quad \left. - \left(RfW_{UGS2,t-2}^T + SPRE_{CVEE,t-2}^{FER} + SPRE_{CVEE,t-2}^{FENR} + Est_{Pol,t-2} + \tilde{Soc}_{Pol,t-2}^C \right) \right. \\ & \quad \left. - \left(\tilde{CH}_{Pol,t-3} \times \alpha_{Pol,t-2} + DT_{06 Pol,t-2}^D + DT_{07 Pol,t-2}^D - \Delta W_{UGS2,t-4}^D \right) \right] \end{aligned} \quad (31)$$

$$\times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right)$$

em que:

$RfW_{UGS2,t-2}^D$ Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-2$, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$RfW_{UGS2,t-2}^T$ Proveitos facturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano $t-2$, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador

$SPRE_{CVEE,t-2}^{FER}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, transferidos no ano $t-2$ para o comercializador de último recurso

$SPRE_{CVEE,t-2}^{FENR}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, não enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, transferidos no ano $t-2$ para o comercializador de último recurso

$Est_{Pol,t-2}$	Valor a repercutir nas tarifas, no ano $t-2$, resultante da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, recuperado pelo operador da rede de distribuição no ano $t-2$
$\tilde{S}oc_{Pol,t-2}^C$	Diferencial de custos com a aplicação da tarifa social, facturados no ano $t-2$ ao operador da rede de distribuição
$\tilde{C}H_{Pol,t-3}$	Diferencial de correcção de hidraulicidade estimado para o ano $t-3$
$\alpha_{Pol,t-2}$	Parâmetro que minimiza as alterações à estrutura tarifária da tarifa de Uso Global do Sistema decorrentes do mecanismo de revisibilidade dos CMEC
$DT_{06 Pol,t-2}^D$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, recuperado pelo operador da rede de distribuição no ano $t-2$
$DT_{07 Pol,t-2}^D$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, recuperado pelo operador da rede de distribuição no ano $t-2$
$\Delta W_{UGS2,t-4}^D$	Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano $t-4$, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
i_{t-2}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários do ano $t-2$
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano $t-2$, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano $t-1$
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano $t-1$, em pontos percentuais.

12.

Artigo 84.º

Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso

1. Os custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso, no ano t , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{E,t}^{CR} = \tilde{C}EE_{C_{VVE,t}}^{CR} + \tilde{C}f_{C_{VVE,t}}^{CR} - \Delta\tilde{R}_{E,t-1}^{CR} - \Delta R_{E,t-2}^{CR} - \Delta TVCF_{E,t}^{CR} + \tilde{E}nergia_{Pol,t}^{Est} \quad (49)$$

em que:

$\tilde{R}_{E,t}^{CR}$	Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso, previstos para o ano t
$\tilde{C}EE_{C_{VVE,t}}^{CR}$	Custos permitidos com aquisição de energia eléctrica, para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t
$\tilde{C}f_{C_{VVE,t}}^{CR}$	Custos de funcionamento afectos à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE, previstos para o ano t
$\Delta\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, no ano $t-1$ a incorporar no ano t
$\Delta R_{E,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, relativo ao ano $t-2$
$\Delta TVCF_{E,t}^{CR}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos do ano t .
$\tilde{E}nergia_{Pol,t}^{Est}$	Ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da actividade de aquisição de energia eléctrica do comercializador de último recurso previstos para o ano t , a repercutir nas tarifas eléctricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto.

Salvo indicação em contrário, os valores são expressos em euros.

2.
3.
4.
5.
6.

6 PROVEITOS PERMITIDOS PARA CADA ACTIVIDADE

Neste capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para cada uma das actividades reguladas da REN, da EDP Distribuição, da EDP Serviço Universal, da EDA e da EEM.

O cálculo destes proveitos foi determinado tendo em conta os documentos “Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009”, “Análise do Desempenho e das previsões das empresas reguladas”, “Caracterização da procura em 2009”, “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009-2011” e “Proveitos permitidos das empresas reguladas no sector eléctrico”.

No documento “Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009” analisa-se o ano de 2007 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.

No documento “Análise do Desempenho e das previsões das empresas reguladas” analisa-se o desempenho das empresas reguladas do sector eléctrico desde 2002 até 2007 e a sua evolução futura com base em informação previsional para 2008 a 2011.

No documento “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009-2011” determinam-se os parâmetros de regulação a aplicar às diferentes actividades reguladas para o período de regulação 2009-2011. Os parâmetros incluem, nomeadamente, metas de eficiência, custos de referência, bem como os valores adoptados para o custo de capital.

No documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas no sector eléctrico” definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2008 e apresentam-se e justificam-se as principais opções tomadas pela ERSE relativamente às previsões enviadas pelas empresas para o balanço de energia eléctrica, para os custos e para os investimentos nas várias actividades reguladas.

6.1 PRESSUPOSTOS

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

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

TAXA DE INFLAÇÃO

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

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

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

O deflator do PIB é utilizado para actualizar os custos, os proveitos e os investimentos para o ano de 2008.

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

ÍNDICE DE PREÇOS IMPLÍCITOS NO CONSUMO PRIVADO

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

O valor adoptado pela ERSE para o Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado para 2009, de 2,4% corresponde à previsão da Comissão Europeia.

6.2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA

6.2.1 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA O CONTINENTE

Em Junho de 2008, a REN, a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal enviaram as estimativas de consumo para 2008 e previsões para o período 2009 a 2011 com diferenças ao nível do consumo referido à emissão. O balanço de energia eléctrica para Portugal continental, considerado pela ERSE para o cálculo das tarifas para o ano de 2009 e para os parâmetros para 2010 e 2011, consta no Quadro 6-1 e no Quadro 6-2.

A análise dos valores enviados e a sua comparação com outras previsões efectuadas pelas empresas é apresentada no documento anexo “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas”. Na sequência desta análise, a ERSE considerou um balanço de energia eléctrica com base nos seguintes pressupostos:

- Previsão de consumos enviada pela REN, em Setembro, para o ano de 2008.
- Consumo referido à emissão de 52 440 GWh para 2009, o qual representa um crescimento de 2,5% relativamente à previsão para o ano de 2008, relativamente ao consumo corrigido da temperatura. Para os anos seguintes mantém-se a taxa de 2,5% ao ano.
- Taxa de perdas da rede de transporte de 1,4%, valor próximo do previsto pela REN para 2008.
- Taxas de perdas nas redes de distribuição⁵ de 7,95% em 2009, 7,9% em 2010 e de 7,8% em 2011, de acordo com os novos valores de referência fixados para o próximo período regulatório⁶.
- Previsão de consumo no mercado livre prevendo uma maior saída dos clientes de MAT, AT e MT e mantendo a previsão da EDP Distribuição para os restantes níveis de tensão.
- Compatibilização do n.º de consumidores tendo em conta o consumo unitário médio por nível de tensão.
- Previsões da EDP Serviço Universal para as entregas dos produtores em regime especial e para as aquisições no OMIP.

⁵ Taxa de perdas nas redes de distribuição = perdas na rede de distribuição / fornecimentos a clientes finais (excluindo fornecimentos em MAT).

⁶ No documento anexo “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009 a 2011”, justificam-se os valores adoptados para o próximo período regulatório.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

CONSUMO REFERIDO À EMISSÃO

O valor do consumo referido à emissão considerado pela ERSE para o ano de 2009 reflecte um acréscimo face ao real de 2007 de cerca de 2,4% ao ano, significando que após o abrandamento verificado em 2002, e os acréscimos superiores a 5% ao ano nos anos seguintes, o crescimento do consumo apresentará de novo nos próximos anos taxas de crescimento mais moderadas.

Os quadros seguintes sintetizam os valores do balanço de energia eléctrica considerados. Apresentam-se também os valores do balanço de energia eléctrica previstos pelas empresas.

Quadro 6-1 - Previsões da emissão para a rede pública em Portugal continental para 2008 a 2011

	2006	2007	2007/2006	2008	2008/2007	2009	2009/2008	2010	2010/2009	2011	2011/2010	2006-2008	2009-2011
	GWh	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%	t.c.m.a %	t.c.m.a %
Real	49 177	50 054	1,8%	53 510	4,0%							4,0%	
Previsões ERSE em 2005 para tarifas 2006	49 476	51 459	4,0%										
Previsões ERSE em 2006 para tarifas 2007	49 500	51 447	3,9%										
Previsões ERSE em 2007 para tarifas 2008		51 116	3,9%	52 897	3,5%								
Previsões REN - Junho 08				51 099	2,1%	52 600	2,9%	54 199	3,0%	55 799	3,0%	1,9%	3,0%
Previsões EDP Dist - Junho 08 ^[1]				50 916	1,7%	52 513	3,1%	53 911	2,7%	55 425	2,8%	1,8%	2,7%
Previsões mensais da REN - Setembro				50 708	1,3%	51 869	2,3%					1,5%	
Consumo corrigido da temperatura	48 833	50 122	2,6%	51 161	2,1%	51 869	1,4%						
Proposta ERSE				50 708	1,3%	52 440	3,4%	53 751	2,5%	55 095	2,5%	1,5%	2,5%
							(2,5%) ^[2]						

Nota:

^[1] Valores enviados pela EDP Distribuição ao nível da energia entrada na rede de distribuição, adicionados da compensação síncrona, dos consumos próprios da REN e das perdas do transporte tendo em conta os valores enviados pela REN.

^[2] Se se tiver em conta o consumo corrigido da temperatura.

Quadro 6-2 - Previsões da procura de electricidade na rede pública em Portugal continental para 2008 a 2011

Unidade: GWh

RUBRICAS	Real	Proposta EDP DISTRIBUIÇÃO Junho 2008				ERSE Tarifas 2009				ERSE - Empresa Tarifas 2009			
	2007	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	49 510	50 208 1,4%	51 705 3,0%	53 106 2,7%	54 596 2,8%	50 002 1,0%	51 695 3,4%	52 986 2,6%	54 311 2,5%	-207	-10	-121	-286
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 498 7,86%	3 555 7,90%	3 683 7,95%	3 788 7,97%	3 902 7,99%	3 540 7,90%	3 681 7,95%	3 749 7,90%	3 797 7,80%	-15	-2	-39	-105
- Consumos Próprios										0	0	0	0
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	46 012	46 654 1,4%	48 022 2,9%	49 319 2,7%	50 695 2,8%	46 462 1,0%	48 014 3,3%	49 237 2,6%	50 514 2,6%	-192	-8	-82	-181
(Variação média anual)													
BT	23 817 -1,4%	24 128 1,3%	25 104 4,0%	25 863 3,0%	26 665 3,1%	24 027 0,9%	25 100 4,5%	25 819 2,9%	26 566 2,9%	-101	-4	-44	-99
(Variação média anual)													
MT	14 388 -0,2%	14 403 0,1%	14 612 1,5%	14 939 2,2%	15 312 2,5%	14 341 -0,3%	14 609 1,9%	14 913 2,1%	15 255 2,3%	-62	-3	-26	-57
(Variação média anual)													
AT	6 276 14,7%	6 493 3,5%	6 594 1,6%	6 737 2,2%	6 884 2,2%	6 465 3,0%	6 593 2,0%	6 725 2,0%	6 859 2,0%	-28	-1	-12	-25
(Variação média anual)													
MAT	1 531 8,0%	1 630 6,5%	1 712 5,0%	1 780 4,0%	1 834 3,0%	1 630 6,5%	1 712 5,0%	1 780 4,0%	1 834 3,0%	0	0	0	0
(Variação média anual)													

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 6-3 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da 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
- 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%	1,5%	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

CONSUMO E NÚMERO DE CLIENTES NO MERCADO LIBERALIZADO

As estimativas da ERSE quanto ao consumo dos clientes no mercado liberalizado para 2009 a 2011 e respectivo número apontam no sentido de um crescimento do consumo global realizado no mercado liberalizado, nos níveis de tensão MT, AT e MAT. Para os restantes níveis as previsões da ERSE situam-se próximas das estimativas apresentadas pela EDP Distribuição.

No que respeita aos consumos no mercado liberalizado, a estimativa da ERSE incorpora a estimativa quanto ao número de clientes, bem como uma tendência de relativa estabilidade dos consumos médios por cada nível de tensão.

Desta forma e tendo em conta o acima mencionado, os valores previstos para 2009 a 2011 do número de consumidores e respectivos consumos dos clientes são sintetizados no Quadro 6-4 e no Quadro 6-5, respectivamente.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009

E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 6-4 - Evolução do número de consumidores no período 2007 a 2011

	Número médio de consumidores								
	2007 Real	2008	Δ%	2009	Δ%	2010	Δ%	2011	Δ%
N. de consumidores no CUR	5 906 096	5 889 620	-0,3%	5 741 485	-2,5%	5 636 183	-1,8%	5 460 586	-3,1%
MAT	38	57	50,0%	59	3,5%	59	0,0%	60	1,7%
AT	180	218	21,1%	216	-0,9%	216	0,0%	209	-3,2%
MT	19 920	21 902	9,9%	19 814	-9,5%	15 484	-21,9%	9 759	-37,0%
BTE	25 093	29 253	16,6%	26 862	-8,2%	27 892	3,8%	28 931	3,7%
BTN	5 860 865	5 838 190	-0,4%	5 694 534	-2,5%	5 592 532	-1,8%	5 421 627	-3,1%
N. de consumidores no ML	83 126	196 028	135,8%	406 949	107,6%	572 639	40,7%	803 032	40,2%
MAT	0	1		1		2	100,0%	3	50,0%
AT	2	1	-58,6%	6	500,0%	11	83,3%	23	109,1%
MT	2 083	884	-57,6%	3 496	295,5%	8 316	137,9%	14 503	74,4%
BTE	5 829	3 088	-47,0%	6 451	108,9%	6 421	-0,5%	6 376	-0,7%
BTN	75 211	192 054	155,4%	396 995	106,7%	557 889	40,5%	782 127	40,2%
N. de consumidores total	5 989 222	6 085 648	1,6%	6 148 434	1,0%	6 208 822	1,0%	6 263 618	0,9%
MAT	38	58	52,6%	60	3,4%	61	1,7%	63	3,3%
AT	182	219	20,0%	222	1,4%	227	2,3%	232	2,2%
MT	22 003	22 786	3,6%	23 310	2,3%	23 800	2,1%	24 262	1,9%
BTE	30 922	32 341	4,6%	33 313	3,0%	34 313	3,0%	35 307	2,9%
BTN	5 936 076	6 030 244	1,6%	6 091 529	1,0%	6 150 421	1,0%	6 203 754	0,9%
Peso do Mercado Livre	1,4%	3,2%		6,6%		9,2%		12,8%	
MAT	0,0%	1,7%		1,7%		3,3%		4,8%	
AT	1,3%	0,5%		2,7%		4,8%		9,9%	
MT	9,5%	3,9%		15,0%		34,9%		59,8%	
BTE	18,9%	9,5%		19,4%		18,7%		18,1%	
BTN	1,3%	3,2%		6,5%		9,1%		12,6%	

Quadro 6-5 - Evolução dos fornecimentos de energia eléctrica no período 2007 a 2011

	Fornecimentos de energia eléctrica (GWh)								
	2007 Real	2008	Δ%	2009	Δ%	2010	Δ%	2011	Δ%
Fornecimentos CUR	40 639	45 205	11,2%	43 629	-3,5%	41 057	-5,9%	37 191	-9,4%
MAT	1 528	1 630	6,7%	1 695	4,0%	1 736	2,4%	1 742	0,4%
AT	6 265	6 463	3,2%	6 428	-0,5%	6 389	-0,6%	6 173	-3,4%
MT	10 291	14 086	36,9%	12 418	-11,8%	9 694	-21,9%	6 102	-37,1%
BTE	2 491	3 375	35,5%	2 913	-13,7%	3 029	4,0%	3 150	4,0%
BTN	18 616	18 169	-2,4%	18 646	2,6%	18 643	0,0%	18 419	-1,2%
IP	1 449	1 482	2,3%	1 529	3,1%	1 567	2,5%	1 605	2,4%
Fornecimentos ML	5 373	1 257	-76,6%	4 385	248,8%	8 180	86,5%	13 323	62,9%
MAT	4	0		17		45	159,9%	92	106,1%
AT	11	2	-82,1%	165	8141,0%	336	104,0%	686	104,0%
MT	4 098	255	-93,8%	2 191	759,4%	5 220	138,2%	9 153	75,4%
BTE	997	121	-87,9%	700	478,4%	699	-0,2%	697	-0,2%
BTN	264	879	232,8%	1 312	49,2%	1 881	43,4%	2 695	43,3%
Fornecimentos CUR + ML	46 012	46 462	1,0%	48 014	3,3%	49 237	2,5%	50 514	2,6%
MAT	1 531	1 630	6,5%	1 712	5,0%	1 780	4,0%	1 834	3,0%
AT	6 276	6 465	3,0%	6 593	2,0%	6 725	2,0%	6 859	2,0%
MT	14 388	14 341	-0,3%	14 609	1,9%	14 913	2,1%	15 255	2,3%
BTE	3 488	3 496	0,2%	3 613	3,4%	3 728	3,2%	3 848	3,2%
BTN	18 880	19 048	0,9%	19 957	4,8%	20 524	2,8%	21 114	2,9%
IP	1 449	1 482	2,3%	1 529	3,1%	1 567	2,5%	1 605	2,4%
Peso do Mercado Livre	11,7%	2,7%		9,1%		16,6%		26,4%	
MAT	0,2%	0,0%		1,0%		2,5%		5,0%	
AT	0,2%	0,0%		2,5%		5,0%		10,0%	
MT	28,5%	1,8%		15,0%		35,0%		60,0%	
BTE	28,6%	3,5%		19,4%		18,7%		18,1%	
BTN	1,3%	4,3%		6,1%		8,5%		11,9%	

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

6.2.2 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Em Junho de 2008, a Empresa de Electricidade dos Açores, SA (EDA) enviou a estimativa do balanço de energia eléctrica para 2008 e previsão para o período 2009-2011. A análise dos valores enviados consta do documento anexo “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas”.

Na sequência desta análise, a ERSE considerou aceitar os valores enviados pela empresa, segundo os quais a EDA prevê uma desaceleração nas taxas de crescimento da procura em cerca de 2,0 pontos percentuais, relativamente ao ocorrido entre 1997 e 2007, período em que se verificou um crescimento médio do consumo referido à emissão de 6,7% ao ano. A taxa de crescimento do consumo referido à emissão prevista para 2009, de 4,7%, é inferior à verificada no período 1997 a 2007 em 2,6%, demonstrando alguma prudência nas previsões de evolução do consumo.

A EDA tem uma estrutura de fornecimentos suportada no segmento de BT que representa aproximadamente 62% do total da energia fornecida. O nível de perdas tem vindo a decrescer significativamente situando-se em 2007 nos 8,2%. A EDA propõe-se alcançar nos anos 2008 e 2009, um nível de perdas de 7,6%.

O quadro seguinte sintetiza os valores do balanço de energia eléctrica da Região Autónoma dos Açores, adoptado pela ERSE para cálculo das tarifas para 2009 e as previsões para os anos 2010 e 2011. Apresenta-se também a evolução dos valores do balanço de energia eléctrica ao longo do período 2002-2007.

Quadro 6-6 - Balanço de energia eléctrica da EDA

Unidade: MWh

RUBRICAS	Real						Proposta EDA Junho/2008				ERSE
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Tarifas 2009 ^[2]
EMISSÃO PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA (Variação média anual)	586 605 7,8%	625 934 6,7%	684 706 9,4%	732 207 6,9%	762 369 4,1%	787 613 3,3%	821 147 4,3%	859 435 4,7%	893 179 3,9%	925 804 3,7%	859 435 4,7%
- Perdas nas redes (perdas/fornecimentos)	60 494 11,5%	65 797 11,8%	62 685 10,1%	64 686 9,7%	59 200 8,4%	59 347 8,2%	57 955 7,6%	60 403 7,6%	62 963 7,6%	65 226 7,6%	60 403 7,6%
- Consumos Próprios ^[1]	341	880	1 498	1 436	1 861	1 887	2 023	2 128	2 217	2 306	2 128
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAA (Variação média anual)	525 770 8,4%	559 257 6,4%	620 523 11,0%	666 085 7,3%	701 308 5,3%	726 378 3,6%	761 169 4,8%	796 904 4,7%	827 999 3,9%	858 272 3,7%	796 904 4,7%
BT (Variação média anual)	329 968 7,2%	362 442 9,8%	395 841 9,2%	412 651 4,2%	436 746 5,8%	451 304 3,3%	471 768 4,5%	493 773 4,7%	512 831 3,9%	531 324 3,6%	493 773 4,7%
MT (Variação média anual)	195 802 10,4%	196 815 0,5%	224 682 14,2%	253 434 12,8%	264 562 4,4%	275 074 4,0%	289 401 5,2%	303 131 4,7%	315 168 4,0%	326 948 3,7%	303 131 4,7%

Notas:

^[1] Exclui consumos próprios das centrais.

^[2] Variações relativamente às estimativas da EDA para 2008.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

6.2.3 BALANÇO DE ENERGIA ELÉCTRICA PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Em Junho de 2008, a EEM enviou estimativas do consumo para 2008 e previsões para o período 2009-2011 tendo por base um estudo elaborado pela Universidade da Madeira. A análise dos valores enviados consta do documento anexo “Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas”. Na sequência desta análise, a ERSE considerou aceitar os valores enviados pela empresa. A taxa de crescimento do consumo referido à emissão para o período 2009-2011 é de 4,1%, coincidente com a taxa de variação prevista para os fornecimentos para igual período. A estrutura de consumos estimada é a estrutura verificada em 2007. Para o período 2008-2011, a EEM prevê uma taxa de perdas de 9,5%, sendo esta a taxa verificada em 2007.

O Quadro 6-7 sintetiza os valores do balanço de energia eléctrica da Região Autónoma da Madeira, adoptado pela ERSE para cálculo das tarifas para 2009 e para os parâmetros de 2010 e 2011. É igualmente apresentada a evolução dos valores verificados do balanço de energia eléctrica ao longo do período verificado de 2002-2007.

Quadro 6-7 - Balanço de energia eléctrica da EEM

RUBRICAS	Unidade: MWh												
	Real						Proposta EEM Junho/2008				ERSE		
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Tarifas 2009 ^[2]	2010	2011
EMISSION PARA A REDE DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	732 328	773 238	834 442	886 600	914 660	920 568	966 596	1 006 025	1 047 078	1 089 821	1 006 025	1 047 078	1 089 821
(Variação média anual)	6,8%	5,6%	7,9%	6,3%	3,2%	0,6%	5,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%
- Perdas nas redes	67 519	56 996	71 075	81 781	80 390	79 916	83 912	87 311	90 849	94 531	87 311	90 849	94 531
(perdas/fornecimentos)	10,2%	8,0%	9,3%	10,2%	9,6%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%	9,5%
- Consumos Próprios ^[1]	794	771	826	1 915	867	902	947	985	1 025	1 067	985	1 025	1 067
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO SISTEMA PÚBLICO DA RAM	664 015	715 471	762 541	802 904	833 402	839 749	881 737	917 729	955 203	994 223	917 729	955 203	994 223
(Variação média anual)	8,5%	7,7%	6,6%	5,3%	3,8%	0,8%	5,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%
BT	530 054	570 940	590 408	628 624	664 822	665 400	698 670	727 189	756 883	787 802	727 189	756 883	787 802
(Variação média anual)	7,5%	7,7%	3,4%	6,5%	5,8%	0,1%	5,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%
MT	133 961	144 531	172 133	174 281	168 580	174 349	183 067	190 540	198 320	206 421	190 540	198 320	206 421
(Variação média anual)	12,4%	7,9%	19,1%	1,2%	-3,3%	3,4%	5,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%

Notas:

^[1] Exclui consumos próprios das centrais.

^[2] Variações relativamente à estimativa para 2008 da EEM.

6.3 ACTIVIDADE DESENVOLVIDA PELO AGENTE COMERCIAL

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

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

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

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 6-8.

Quadro 6-8 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial

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

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

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

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011*

Proveitos permitidos para cada actividade

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

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

O montante global destes ajustamentos atinge o valor de -78 584⁷ milhares de euros. Este valor será incorporado na tarifa de energia e potência do comercializador de último recurso e pago ao Agente Comercial durante o ano de 2009.

Quadro 6-9 - Ajustamentos a facturar pelo agente comercial ao comercializador de último recurso

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

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

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

6.4 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

6.4.1 ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

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

Mantém-se a regulação desta actividade por custos aceites em base anual e remuneração dos activos, pelo que único parâmetro a fixar diz respeito à taxa de remuneração do activo.

A taxa de remuneração do activo para 2009 é de 7,55%, sendo os valores de 2010 e 2011 determinados com base na rentabilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano $t-2$ e 31 de Agosto do ano $t-1$, acrescida de 300 pontos base. A metodologia de cálculo deste parâmetro encontra-se desenvolvida no documento “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009-2011”.

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

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 6-10, a justificação para os valores considerados encontram-se nos documentos “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009-2011” e “Proveitos permitidos das empresas reguladas no sector eléctrico”.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 6-10 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos na actividade de Gestão Global do Sistema

		Unidade: 10 ⁷ EUR	
		Tarifas 2008	Tarifas 2009
A	Custos de gestão do sistema	27 924	104 364
$CE_{GS,t}$	Custos de exploração líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS	15 042	14 214
$CC_{GS,t}$	Custo com capital	13 288	11 911
$Am_{GS,t}^{GS}$	Amortizações dos activos fixos	9 008	8 089
$Act_{GS,t}^{GS}$	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	61 141	50 617
$r_{GS,t}$	Taxa de remuneração dos activos fixos	7,00	7,55
$IntTggs,t$	Custos com interruptibilidade, no ano t	0	49 198
	Custos com interruptibilidade, no ano t-1 (com juros)	0	24 849
$\Delta R_{GS,t-2}^T$	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	405	-4 192
B	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	253 861	279 761
$RA_{Pul,t}$	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	83 236	73 169
$RAM_{Pul,t}$	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	50 576	62 859
$\Delta RA_{TCL,t-1}^T$	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs	0	-5 887
$R_{C_{CIVE,t}}^C$	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	69 728	89 096
$TER_{Pul,t} = TER_{PulDPH,t} + TER_{PulZPH,t}$	Parcela associada aos terrenos hídricos	17 648	24 874
$TER_{PulDPH,t} = Am_{PulDPH,t}^{TERDPH} + Act_{PulDPH,t}^{TERDPH} \times T_{Pul,t}^{TERDPH} / 100$	Parcela associada aos terrenos domínio público hídrico	18 518	24 151
$T_{Pul,t}^{TERDPH}$	Varição média dos últimos 12 meses do índice de preços no consumidor, relativamente a Setembro do ano t-1	2,4	2,9
$Am_{PulDPH,t}^{TERDPH}$	Amortizações dos terrenos afectos ao domínio público hídrico	14 097	14 097
$Act_{PulDPH,t}^{TERDPH}$	Valor médio dos terrenos afectos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	360 787	346 691
	Aplicação da Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril com efeitos a 1 de Julho de 2007	-4 238	0
$TER_{PulZPH,t} = Am_{PulZPH,t}^{TERZPH} + Act_{PulZPH,t}^{TERZPH} \times T_{Pul,t}^{TERZPH} / 100$	Parcela associada aos terrenos da zona de protecção hídrica	-870	723
$Am_{PulZPH,t}^{TERZPH}$	Amortizações dos terrenos afectos à zona de protecção hídrica	0	723
	Aplicação da Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril com efeitos a 1 de Julho de 2007	-870	0
$TER_{Pul 9903,t}$	Remuneração dos terrenos de 1999 a 2003	-4 238	0
	Aplicação da Portaria n.º 481/2007, de 19 de Abril com efeitos a 1 de Julho de 2007	-4 238	0
$REG_{GS,t}$	Custos com a ERSE	6 265	6 370
$AdC_{Pul,t}$	Transferência para a Autoridade da Concorrência	393	369
$CGPPDA_{Pul,t}$	Custos de gestão do PPD	0	101
$OC_{Pul,t}$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, nomeadamente custos do OMIP e OMI Clear	1 487	1 426
$EC_{Pul,t}$	Custos com o plano de promoção de eficiência no consumo, previstos para ano t	10 000	12 112
$\Delta R_{Pul,t}^T$	Ajustamento no ano t, dos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-18 765	-3 499
C	= A + B	281 786	384 125

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

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

6.4.2 ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

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

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

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

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

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

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

A decisão da ERSE de usar um modelo misto de regulação baseado em custos de referência em linha com as melhores práticas internacionais teve em conta os comentários apresentados, nomeadamente os

do operador da rede de transporte. A ERSE considera que a padronização dos investimentos e dos custos controláveis pela empresa obrigará a um exercício de controlo de custos mais rigoroso do que o actual e irá traduzir-se em vantagens para os consumidores de energia eléctrica, melhorando o desempenho da empresa.

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

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

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

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

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

Relativamente a este último, e tal como para qualquer incentivo que se pretenda introduzir é necessária uma análise do custo / benefício da aplicação do mesmo.

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

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

- Base de custos operacionais para o ano 2009 e factores de eficiência para os anos de 2010 e 2011.

- Custos unitários incrementais associado à extensão da rede e ao número de painéis em subestações.
- Custo de capital para os activos calculados com base em custos reais.
- Custo de capital para os activos calculados com base em custos de referência.

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

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

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

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

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

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

O custo de capital, antes de impostos, para os investimentos valorizados a preços de referência a vigorar ao longo do período de regulação 2009-2011 é calculado pela adição de 450 pontos base à taxa das OT a 10 anos, determinada com base na rendibilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano $t-2$ e 31 de Agosto do ano $t-1$. Assim, para 2009, o custo de capital é fixado em 9,05%.

Para além dos valores que resultam da aplicação dos parâmetros definidos para 2009, a ERSE considerou que o montante a receber pela REN relativa às rendas de congestionamento deve ser afectado às seguintes rubricas:

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

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

Esta metodologia com efeitos desde 2007⁸, teve implicações não só em termos do ajustamento de 2007 como também na base de activos a remunerar, uma vez que o montante recebido é considerado um subsídio ao investimento.

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

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 6-10, a justificação para os valores considerados encontram-se nos documentos “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009-2011” e “Proveitos permitidos das empresas reguladas no sector eléctrico”.

Quadro 6-11 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica

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

⁸ Ver justificação no documento “Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009”

6.5 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

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

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

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

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

Conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/96, de 18 de Dezembro os défices tarifários de BT referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respectivos encargos financeiros, serão recuperados em 10 anuidades, com início em 2008.

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

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

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

O Quadro 6-12 apresenta a metodologia utilizada para o cálculo do mesmo.

Quadro 6-12 - Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial

Unidade: 10³ EUR

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

Unidade: 10³ EUR

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

DÉFICE TARIFÁRIO DE BT

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

O Quadro 6-13 sintetiza os valores do défice em dívida e a renda anual de 2009 a transferir para os bancos cessionários.

Quadro 6-13 - Déficit tarifário de BT afecto ao comercializador de último recurso

Unidade: EUR

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

CUSTOS COM A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

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

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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009

E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

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

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

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

Quadro 6-14 - Proveitos permitidos na actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2008	Tarifas 2009
A	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 016 283	611 737
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	281 786	384 125
	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	640 491	95 831
	SPRE ₁ ^{FER} Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	352 167	138 269
	SPRE ₁ ^{FERR} Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	288 324	-42 438
(+)	CMEC	69 341	134 346
	PF _{CMEC,1} Parcela Fixa dos CMEC	69 341	88 801
	Renda anual		81 185
	Ajustamentos		7 615
	PA _{CMEC,1} Parcela de Acerto dos CMEC	0	112 403
	Revisibilidade		112 403
	Ajustamentos		0
	CP _{CMEC,1} Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0
	PA _{CMEC,1} Componente de alisamento dos CMEC		-6 788
	Revisibilidade prevista (9/12)		54 574
	Ajustamentos previstos (9/12)		13 638
	Correcção de hidraulicidade (9/12)		-75 000
	CH _{hid,1-1} Correção de hidraulicidade		-60 070
	Custos com a aplicação da tarifa social		79
	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	16 469	17 045
	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição	6 251	6 469
(-)	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-1 945	26 158
B	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT	221 247	227 897
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	220 284	232 263
(-)	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	-963	4 366
C	A + B Proveitos da actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	1 237 529	839 635

6.5.2 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

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

Concebidos como incentivos à melhoria do desempenho que efectivamente tenha ocorrido, os incentivos à redução do nível de perdas na rede de distribuição e à melhoria da qualidade de serviço continuam a ser aceites *a posteriori*, sendo reflectidos nas tarifas com um diferimento de dois anos. Por sua vez, o incentivo à promoção do desempenho ambiental passa ser aceite *a priori* com base no plano apresentado pela empresa antes de cada período de regulatório e ajustado ao fim de dois anos de acordo com os relatórios de execução.

Para além dos proveitos calculados com base nos parâmetros fixados para este período regulatório fazem parte dos proveitos permitidos desta actividade, os custos com rendas de concessão e os custos no âmbito de programas de reestruturação de efectivos sujeitos a aprovação da ERSE

CUSTOS COM RENDAS DE CONCESSÃO

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

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

CUSTOS NO ÂMBITO DE PROGRAMAS DE REESTRUTURAÇÃO DE EFECTIVOS SUJEITOS A APROVAÇÃO DA ERSE

Na nova fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, na rubrica “Custos no âmbito de programas de reestruturação de efectivos”, englobam-se os custos com planos de reestruturação de efectivos aceites anteriormente pela ERSE. Estes custos são deduzidos à base de custos controláveis da empresa e aceites em base anual, desde que acompanhados anualmente por um relatório de execução.

Os quadros seguintes sintetizam o montante aceite em termos previsionais dos custos com reestruturação de efectivos para o período 2009 a 2011.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011*

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 6-15 - Custos com o plano de reestruturação de efectivos (PAR)

	Unidade: 10 ³ EUR										
	Pessoal	FSE	Indemnizações	Total do Plano	Tarifas 2005	Tarifas 2006	Tarifas 2007 (renda + ajustamento 2005 s/ juros)	Tarifas 2008 (renda + ajustamento 2006 s/ juros)	Valores por recuperar	anuidades	renda anual T 2009
Plano 2003	129 444	0	15 228	144 672	20 409	6 748	8 490	7 708	101 316	14	7 237
Plano 2004	218 331	22 492	17 584	258 406	10 374	12 890	28 753	13 015	193 375	15	12 892
Plano 2005	36 308	1 672	1 899	39 878	2 297	2 028	1 668	1 943	31 942	16	1 996
Total a acrescentar aos proveitos permitidos	384 083	24 164	34 710	442 956	33 079	21 666	38 912	22 666	326 633		22 125

Quadro 6-16 – Custos com planos de efectivos

	Unidade: 10 ³ EUR			
	2008	2009	2010	2011
Total	58 909	61 479	56 400	50 242

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

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

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

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

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

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

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

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011*

Proveitos permitidos para cada actividade

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

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

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

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

Quadro 6-17 - Parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para o período regulatório 2009-2011

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

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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 6-18 - Proveitos permitidos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

			Unidade: 10 ³ EUR			
			Tarifas 2008	Tarifas 2009	2010	2011
1	$F_{URD,AT/MT}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT		152 290		
	$X_{URD,F,AT/MT}$	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos, em AT/MT			0,45%	0,79%
2	$P_{URD,AT/MT}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/kWh)		0,005907		
	$X_{URD,P,AT/MT}$	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos, em AT/MT			2,95%	3,35%
3	$E_{URD,AT/MT}$	Energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em AT/MT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)		47 881		
4	$PEF_{URD,AT/MT}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos		31 281		
5	$Amb_{URD,AT/MT}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental		3 933		
6		Impacte da lei 12/2008		-1 024		
7	$\Delta_{t,t-2}^D$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT		-30 520		
A	= (1)+(2)x(3)x1000+(4)+(5)+(6)-(7)	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	474 562	499 816		
8	$F_{URD,BT}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT		211 673		
	$X_{URD,F,BT}$	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos, em BT			2,27%	2,24%
9	$P_{URD,BT}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/kWh)		0,010307		
	$X_{URD,P,BT}$	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos, em BT			5,06%	5,06%
10	$E_{URD,BT}$	Energia eléctrica entregue pela rede de distribuição em BT a clientes vinculados e não vinculados (GWh)		25 100		
11	$PEF_{URD,BT}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos		52 322		
12	$RC_{URD,BT}$	Custos com rendas de concessão		239 552		
13	$Amb_{URD,AT/MT}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental		611		
14		Impacte da lei 12/2008		-17 167		
15	$\Delta_{2,t-2}^D$	ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT		17 260		
B	= (8)+(9)x(10)x1000+(11)+(12)+(13)+(14)-(15)	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	776 200	728 496		
C	$R^D = (A) + (B)$	Total de proveitos	1 250 762	1 228 312		

6.6 ACTIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

O Comercializador de último recurso desenvolve as seguintes actividades:

- Actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica
- Actividade de compra e Venda de Acesso às Redes de Transporte e Distribuição
- Comercialização

6.6.1 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 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 6-19 - 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
- 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%	1,5%	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 2009, a EDP Serviço Universal apresentou, no âmbito do processo de fixação das tarifas, informação sobre previsões de custos de aprovisionamento de energia. Estas previsões para o preço da energia sustentaram-se na previsão de custos de energia primária e ainda na modelação do mercado ibérico de produção.

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

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

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

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

Quadro 6-20 - Preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado pelo comercializador de último recurso em 2009

Unidades: EUR/MWh

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

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

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

O Quadro 6-21 apresenta os custos do comercializador de último recurso com a aquisição de energia eléctrica.

Quadro 6-21 - Custos com a aquisição de energia eléctrica

	Quantidades GWh	Preço médio no mercado €/MWh	Custo Total 10 ³ EUR
OMIP	3 960	69,80	276 408
CESUR	4 730	69,80	330 154
OMEL	24 447	69,80	1 706 420
PRE	14 540	69,80	1 014 892
Total	47 677		3 327 874
Serviços do Sistema	47 677	1,00	47677

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

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

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

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

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

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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 6-22 - Ajustamentos do comercializador de último recurso

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2009
Ajustamento resultante para tarifas aditivas de 2007	- 63 971
Ajustamento pela aplicação da TEP em 2007	- 100 504
Ajustamento provisório pela aplicação da TEP em 2008	- 1 096 593
Ajustamentos dos n.ºs 4 e 5 do artigo 72.º do anterior Regulamento Tarifário	- 78 584
Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos da CVEE	- 1 339 652⁹

O montante de custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso é dado pela expressão estabelecida no n.º1 do Artigo 84.º do Regulamento Tarifário. Uma análise mais aprofundada dos custos aceites desta actividade encontra-se no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas no sector eléctrico”

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 6-23.

Quadro 6-23 - Custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica

Unidade 10³ EUR

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

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

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

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

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

O montante de custos com a actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, no ano t do comercializador de último recurso é dado pela expressão 52 do Artigo 85.º do Regulamento Tarifário.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 6-24.

Quadro 6-24 - Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

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

6.6.3 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

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

Para o próximo período de regulação aplicou-se um factor de eficiência de 3% ao ano aos custos unitários por consumidor.

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

Considerou-se para a taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos, o valor de 8,55%, para 2009.

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

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 6-25.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 6-25 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos na actividade de Comercialização

				Unidade: 10 ³ EUR			
				Tarifas 2008	Tarifas 2009	2010	2011
1	$F_{C,NT}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (MAT, AT e MT)		4 938	362		
	$X_{C,F,NT}$	Factor de eficiência associado à componente fixa em NT				30,26%	47,92%
2	$V_{C,NT}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (€/consumidor)			71,983		
	$X_{C,V,NT}$	Factor de eficiência associado à componente variável em NT				0,90%	0,19%
3	$E_{C,NT}$	Número de consumidores médio, em NT		20 564	20 089		
4	$PEF_{C,NT}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos		14	99		
5	$\hat{\delta}_C / 365 \times (R_{E,NT}^{CR} + R_{CVATD,NT}^{CR}) \times f_C$	Reposição do custo das necessidades financeiras em NT			9 534		
	$\hat{\delta}_C$	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)			24		
	$R_{E,NT}^{CR}$	Custos com a actividade de CVEE afectos a NT			1 392 219		
	$R_{CVATD,NT}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a NT			303 616		
	f_C	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras			8,55%		
6	$Z_{C,NT,t-1}$	Custos ocorridos no ano $t-1$, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t		0	0		
7	$\Delta R_{C,NT,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ em NT		1 825	108		
A	$R_{C,NT}^{CR} = (1) + (2) \times (3) / 1000 + (4) + (5) + (6) - (7)$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT		3 127	11 333		
8	$F_{C,BTE}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE		2 078	48		
	$X_{C,F,BTE}$	Factor de eficiência associado à componente fixa em BTE				-1,86%	-0,78%
9	$V_{C,BTE}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE (€/consumidor)			7,214		
	$X_{C,V,BTE}$	Factor de eficiência associado à componente variável em BTE				2,92%	2,93%
10	$E_{C,BTE}$	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)		28 709	26 862		
11	$PEF_{C,BTE}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos		13	51		
12	$\hat{\delta}_C / 365 \times (R_{E,BTE}^{CR} + R_{CVATD,BTE}^{CR}) \times f_C$	Reposição do custo das necessidades financeiras em BTE			1 913		
	$\hat{\delta}_C$	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)			24		
	$R_{E,BTE}^{CR}$	Custos com a actividade de CVEE afectos a BTE			247 709		
	$R_{CVATD,BTE}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BTE			92 563		
	f_C	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras			8,55%		
13	$Z_{C,BTE,t-1}$	Custos ocorridos no ano $t-1$, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t		0	0		
14	$\Delta R_{C,BTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ em BTE		318	74		
B	$R_{C,BTE}^{CR} = (8) + (9) \times (10) + (11) + (12) + (13) - (14)$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE		1 773	2 132		
15	$F_{C,BTN}$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT		86 285	17 897		
	$X_{C,F,BTN}$	Factor de eficiência associado à componente fixa em BT				4,49%	5,65%
16	$V_{C,BTN}$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT (€/consumidor)			12,571		
	$X_{C,V,BTN}$	Factor de eficiência associado à componente variável em BT				2,70%	2,59%
17	$E_{C,BTN}$	Número de consumidores médio, em BT (milhares)		5 823 963	5 694 534		
18	$PEF_{C,BTN}$	Custos com planos de reestruturação de efectivos		1 126	1 660		
19	$\hat{\delta}_C / 365 \times (R_{E,BT}^{CR} + R_{CVATD,BT}^{CR}) \times f_C$	Reposição do custo das necessidades financeiras em BT			10 372		
	$\hat{\delta}_C$	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em dias)			16		
	$R_{E,BTN}^{CR}$	Custos com a actividade de CVEE afectos a BT			1 735 624		
	$R_{CVATD,BTN}^{CR}$	Proveitos permitidos da CVATD afectos a BT			1 031 877		
	f_C	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras			8,55%		
20	$Z_{C,AT,t-1}$	Custos ocorridos no ano $t-1$, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t		0	0		
21	$\Delta R_{C,BTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t-2$ em BT		-1 540	-133		
C	$R_{C,BTN}^{CR} = (15) + (16) \times (17) + (18) + (19) + (20) - (21)$	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BT		88 951	101 648		
D	A + B + C	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica		93 851	115 114		

6.7 PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2009 NO CONTINENTE

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

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

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

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

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

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

O Quadro 6-26 sintetiza os montantes considerados no cálculo do défice tarifário.

Quadro 6-26 – Custos não recuperados em 2009 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008

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

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

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

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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

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

O Quadro 6-27 sintetiza os proveitos permitidos em 2009, por actividade, no Continente.

Quadro 6-27 - Proveitos permitidos em 2009, por actividade, no Continente

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

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

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

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011*

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 6-28 – Ajustamentos de 2007 e 2008

Unidade: 10³ EUR

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

Unidade: 10³ EUR

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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 6-29 – Ajustamentos de 2007 e 2008 (cont)

Unidade: 10³ EUR

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

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

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

As alterações introduzidas no novo Regulamento Tarifário, publicado em Diário da República, nº 167 de 29 de Agosto de 2008, determinam entre outras que a forma de regulação das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica passe a ser efectuada através de uma metodologia de apuramento de proveitos permitidos por *price cap*, em que se define à partida um proveito máximo que evolui ao longo do período de regulação de acordo com a evolução do índice de preços implícito no PIB, deduzido de um factor eficiência definido pela ERSE. Pretende-se desta forma que a Empresa possa conhecer à partida com maior exactidão os valores dos proveitos permitidos para o período de regulação, podendo actuar de forma a obter ganhos suplementares de eficiência, quer através da diminuição dos custos, como também pela maximização dos seus proveitos. Ao nível da regulação actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema manteve-se a metodologia de regulação baseada em custos e investimentos aceites.

6.8.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS E PARÂMETROS DE REGULAÇÃO DA EDA

No Quadro 6-30 apresentam-se os proveitos permitidos da EDA, entre 2006 a 2008, os valores aceites pela ERSE para efeito de cálculo das tarifas, assim como os valores enviados pela EDA para o ano de 2009. Os valores de 2006 e 2007 correspondem aos aceites pela ERSE para efeitos de cálculo dos ajustamentos de 2006 e 2007, respectivamente.

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

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011*

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 6-30 - Proveitos permitidos das actividades reguladas da EDA

Unidade: EUR

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

Fonte: EDA, ERSE

Tendo em conta o número de anos já decorridos desde que a ERSE alargou as suas competências de regulação à concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores, EDA – Electricidade dos Açores, que permite ter um conhecimento das actividades desenvolvidas pela Empresa, entendeu-se que a revisão regulamentar ocorrida em 2008 seria o momento ideal para alterar a metodologia de regulação das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica (DEE) e de Comercialização de Energia Eléctrica (CEE) da EDA, uniformizando-a com a regulação efectuada no Continente.

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

Desta forma os valores dos proveitos permitidos para as actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica resultam da aplicação dos *price cap* apurados segundo a metodologia constante do documento “Parâmetros de regulação para o período 2009 a 2011”. Para as tarifas de 2009 foram apurados os valores unitários por nível de tensão, constantes do Quadro 6-31.

Quadro 6-31 - Componente variável unitária dos proveitos das actividades de DEE e de CEE

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

6.8.1.2 ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

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

- Considerar o deflator do PIB de 2,5%.

- Não aceitar o montante de indemnizações por despedimento, à semelhança das decisões tomadas para o Continente.
- Aceitar a remuneração por efectivo de 2007 acrescida de 1,5 p.p. acima da inflação, valor que corresponde ao crescimento normal da massa salarial, sempre que esse valor for inferior aos custos apresentados pela EDA.
- Calcular os custos controláveis aceites para 2009 relativos a fornecimentos e serviços externos, a materiais diversos e a outros custos operacionais, com base nos custos reais aceites de 2007, actualizados com a inflação e impondo um factor de eficiência de 1% ao ano.

O impacte destas alterações nos custos aceites da EDA relativamente às previsões da empresa para 2009 é de -3,3%.

INVESTIMENTO E REMUNERAÇÃO DOS ACTIVOS

Para o novo período regulatório 2009-2011 a ERSE procedeu à alteração das taxas de remuneração dos activos afectos às actividades da EDA, conforme documento “Parâmetros de Regulação para o período 2009 a 2011”, fixando-as nos valores constantes do Quadro 6-32.

Quadro 6-32 - Taxas de remuneração dos activos

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

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

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema é dado pela expressão constante no n.º 1 do Artigo 87.º do Regulamento Tarifário, cujos valores se apresentam no Quadro 6-33.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 6-33 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EDA

Unidade: 10³ EUR

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

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

Tendo em conta que os custos desta actividade estão directamente ligados com a energia produzida, verifica-se um acréscimo nos proveitos permitidos¹⁰ por unidade emitida para a rede, de 26,0%, relativamente ao valor aceite para as tarifas de 2008.

6.8.1.3 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

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

Assim, os parâmetros definidos para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, apresentam-se no Quadro 6-34.

¹⁰ Exclui os ajustamentos de 2006 e 2007.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011*

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 6-34 - Parâmetros da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA

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

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

PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é dado pela expressão constante no n.º 1 do Artigo 89.º do Regulamento Tarifário. No Quadro 6-35 são apresentados os valores considerados para o cálculo. A comparação com o valor de tarifas de 2008 apenas é possível para os valores totais.

Quadro 6-35 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EDA

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

Para 2009 o valor é apresentado em duas parcelas:

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

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

Os proveitos permitidos pela ERSE, para as tarifas de 2009, verificam um acréscimo na ordem dos 6,1% relativamente ao valor de tarifas de 2008. Excluindo os ajustamentos, verifica-se um acréscimo de proveitos permitidos na ordem dos 8,0%.

Em 2009 os proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica está influenciado pela transferência de custos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, resultante da extinção da tarifa de Comercialização de Redes, de acordo com a informação enviada pela EDA em 1 de Outubro de 2008. Esta transferência de custos foi efectuada ao nível do segmento baixa tensão conforme Quadro 6-36.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 6-36 - Custos transferidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

Unidade: EUR

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

Fonte: EDA

6.8.1.4 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

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

Assim, os parâmetros definidos para a actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, apresentam-se no Quadro 6-37.

Quadro 6-37 - Parâmetros da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA

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

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

PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA NA RAA

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição na RAA, na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 90.º do Regulamento Tarifário. No Quadro 6-38 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

Quadro 6-38 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EDA

Unidade: 10³ EUR

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

Para 2009 o valor é apresentado em duas parcelas:

- Ajustamento de 2007 a repercutir nas tarifas de 2009;
- Proveitos permitidos resultantes da aplicação das componentes variáveis dos proveitos de AT/MT (474,722 EUR/Cliente) e de BT (36,547 EUR/Cliente) ao número médio de clientes previsto pela EDA.

Os proveitos permitidos pela ERSE, para as tarifas de 2009, verificam um decréscimo na ordem dos 65,7% relativamente ao valor de tarifas de 2008. Excluindo os ajustamentos, o decréscimo de proveitos permitidos é de cerca de 40,7%. Estes valores encontram-se influenciados pela transferência de custos entre as actividades de Comercialização de Energia Eléctrica e de Distribuição de Energia Eléctrica, resultante da extinção da tarifa de Comercialização de Redes cujos valores constam do Quadro 6-36.

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

bruto, líquido e amortizações acumuladas) à data de 31 de Dezembro de 2007. Este estudo foi apresentado à ERSE a 4 de Novembro.

Tendo em conta que as tarifas de 2008 haviam contemplado os valores dos contadores nas bases de activos aceites para regulação, as tarifas de 2009 reflectem a dedução do montante da remuneração dos contadores e respectivas amortizações, desde a entrada em vigor da referida Lei n.º 12/2008, em 26 de Maio de 2008, conforme Quadro 6-39.

Quadro 6-39 - Valor dos contadores de 2008 a devolver à tarifa em 2009

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

6.8.2 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA PARA 2009

No Quadro 6-40 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2009 para cada uma das actividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

Quadro 6-40 - Proveitos permitidos à EDA para 2009

Unidade: 10³ EUR

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

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

Comparando os valores sem ajustamentos, observa-se um acréscimo dos proveitos em 20,3% com especial incidência na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema que regista um crescimento de 29,9 milhões de euros, sobretudo por via dos custos com combustíveis e do aumento da taxa de remuneração dos activos em 0,55 p.p.. As tendências inversas de crescimento das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica (8,0%) e de Comercialização de Energia Eléctrica (-40,7), são explicadas em grande parte pela transferência de custos ocorrida entre as duas actividades por via da alteração do Regulamento Tarifário, conforme já referido anteriormente. (Quadro 6-36).

Quadro 6-41 - Proveitos permitidos à EDA, para 2009, excluindo ajustamentos

Unidade: 10³ EUR

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

O Quadro 6-42 sintetiza o impacte das decisões da ERSE por actividade. O cenário base inclui os custos enviados pela EDA e o ajustamento de 2007 aceite pela ERSE.

Quadro 6-42 - Impacte das decisões da ERSE nos proveitos permitidos da EDA

Unidade: 10³ EUR

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

6.8.3 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 6-43 apresenta-se o sobrecusto por actividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

Quadro 6-43 - Custo com a convergência tarifária da RAA

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2008	Tarifas 2009
$\tilde{S}A_{j,t}^{AGS}$	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA	55 592	48 142
\tilde{R}_Y^{AGS}	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	124 552	123 328
$\tilde{R}_{AGS,j,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	66 960	71 841
$\tilde{S}RAA_{j,t}^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de AGS da RAA	2 000	3 346
$\tilde{S}A_{j,t}^D$	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA	12 310	10 596
$\tilde{R}_{j,t}^{A^D}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	33 732	35 774
$\tilde{R}_{DJ,j,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	20 979	24 442
$\tilde{S}RAA_{j,t}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de DEE da RAA	443	736
$\tilde{S}A_{j,t}^C$	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA	985	-419
$\tilde{R}_{j,t}^{A^C}$	Proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	5 872	2 016
$\tilde{R}_{C,j,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	4 852	2 464
$\tilde{S}RAA_{j,t}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à actividade de CEE da RAA	35	-29
	Custo com a convergência tarifária	68 888	58 319
$\tilde{R}AA_{Pol,t}$	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	68 888	58 319
	Valor não aceite por actuação do mecanismo estabelecido no artigo 109.º do R.T.	0	0
	Custos com a convergência tarifária a incorporar nas TVCF do SPA	2 478	4 053

O direito ao recebimento dos créditos resultantes dos valores em dívida associados com os custos com convergência tarifária da EDA referentes aos anos de 2006 e 2007, respectivamente no montante de 39 687 milhares de euros e de 72 878 milhares de euros, num total de 112 565 milhares de euros, foi cedido pela EDA a um conjunto de bancos cessionários formado pelo Banco Comercial Português, SA e Caixa Geral de Depósitos, SA, consubstanciado em dois contratos de cessão celebrados em 28 de Setembro de 2007. Nesse sentido, o valor da renda no montante de 14 850 milhares de euros, a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema, em 2009 deverá ser entregue pela REN, em duodécimos, em partes iguais, a cada um dos bancos cessionários referidos anteriormente.

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

A EEM, enquanto entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM desenvolve actividades relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia eléctrica, adquirindo ainda energia eléctrica a outros produtores constituindo os seus proveitos permitidos a soma dos proveitos da actividade de aquisição de energia eléctrica e gestão do sistema da RAM, da actividade de distribuição de energia eléctrica e da actividade de comercialização de energia eléctrica.

6.9.1 PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA DA RAM

A expressão constante no n.º 1 do artigo 94.º do Regulamento Tarifário define o valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM (EEM) na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema. O Quadro 6-44 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2009, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2008.

Quadro 6-44 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema da EEM

Unidade: 10 ³ EUR			
	Tarifas 2008	Tarifas 2009	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
$\tilde{A}m_t^{MAGS}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos comparticipados		
	8 753	8 073	-7,8%
$\tilde{A}ct_t^{MAGS}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e comparticipações		
	134 825	128 446	-4,7%
r_t^{MAGS}	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema (%)		
	7,0%	7,55%	0,55 p.p.
$\tilde{C}_{SM,t}^{MAGS}$	Custos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores do sistema público da RAM		
	16 799	26 418	57,3%
$\tilde{C}_{SBL,t}^{MAGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM		
	4 955	7 477	50,9%
\tilde{C}_t^{MAGS}	Custos de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE		
	15 265	16 407	7,5%
\tilde{F}_t^{MAGS}	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE		
	37 687	60 788	61,3%
\tilde{P}_t^{MAGS}	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado		
	18	0	-100,0%
$\tilde{A}mb_t^{MAGS}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE		
	-	141	-
ΔP_{t-2}^{MAGS}	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2		
	-15 550	3 532	-122,7%
\tilde{R}_t^{MAGS}	Proveitos Permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema		
	108 429	125 468	15,7%
	Emissão para a rede (MWh)		
	985 846	1 006 025	2,0%
	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)		
	94,2	128,2	36,1%

A justificação das decisões da ERSE bem como a análise dos proveitos permitidos da EEM encontram-se explicadas no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico”.

6.9.2 PROVEITOS DA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA RAM

A expressão constante no n.º 1 do artigo 96.º do Regulamento Tarifário define o valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica. O Quadro 6-45 apresenta as variáveis e os parâmetros utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2009, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2008.

Quadro 6-45 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica da EEM

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2008	Tarifas 2009	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)]/(1)
$P_{jt}^{M^o}$	Componente variável unitária dos proveitos em MT, em Euros por kWh		0,021807	
\hat{E}_{jt}^M	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh		975 361 860	
$\hat{A}mb_{jt}^{M^o}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental, em MT		41	
$z_{jt-1}^{M^o}$	Custos ocorridos em t-1 não previstos para o período de regulação, em MT			
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1			
$\hat{\sigma}_{t-1}$	Spread no ano t-1, em pontos percentuais			
$\Delta R_{jt,t-2}^{M^o}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE, em MT, relativos ao ano t-2		-526	
Proveitos Permitidos em MT		19 344	21 836	12,9%
$P_{jt}^{B^o}$	Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por kWh		0,031659	
\hat{E}_{jt}^B	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT em kWh		727 188 975	
$\hat{A}mb_{jt}^{B^o}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental, em BT		53	
$z_{jt-1}^{B^o}$	Custos ocorridos em t-1 não previstos para o período de regulação, em BT			
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1			
$\hat{\sigma}_{t-1}$	Spread no ano t-1, em pontos percentuais			
$\Delta R_{jt,t-2}^{B^o}$	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE, em BT, relativos ao ano t-2		-305	
Proveitos Permitidos em BT		19 304	23 380	21,1%
$\hat{R}_{jt}^{M^o}$	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	38 648	45 217	17,0%
	Energia Distribuída (MWh)	901 930	917 729	1,8%
	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	42,94	48,36	12,6%

A justificação das decisões da ERSE bem como a análise dos proveitos permitidos da EEM encontram-se explicadas no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico”.

6.9.3 PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA DA RAM

A expressão constante no n.º 1 do artigo 97.º do Regulamento Tarifário define o valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM na actividade de

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Proveitos permitidos para cada actividade

Comercialização de Energia Eléctrica. O Quadro 6-45 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2009, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2008.

Quadro 6-46 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica da EEM

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2008	Tarifas 2009	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)]/(1)
P_{jt}^{MC}	Componente variável unitária dos proveitos em MT, em Euros por cliente		2 198,317	
\bar{N}_{Cjt}^M	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT		220	
z_{jt-1}^{MC}	Custos ocorridos em t-1 não previstos para o período de regulação, em MT			
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1			
δ_{t-1}	Spread no ano t-1, em pontos percentuais			
	Rectificação de 2008 resultante da Lei n.º 12/2008, em MT		16	
ΔP_{jt-2}^{MC}	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE, em MT, relativos ao ano t-2		246	
Proveitos Permitidos em MT		844	221	-73,8%
P_{jt}^{BC}	Componente variável unitária dos proveitos em BT, em Euros por cliente		31,627	
\bar{N}_{Cjt}^B	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT		137 797	
z_{jt-1}^{BC}	Custos ocorridos em t-1 não previstos para o período de regulação, em BT			
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, média, determinada com base nos valores verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano t-1			
δ_{t-1}	Spread no ano t-1, em pontos percentuais			
	Rectificação de 2008 resultante da Lei n.º 12/2008, em BT		250	
ΔP_{jt-2}^{BC}	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE, em BT, relativos ao ano t-2		-393	
Proveitos Permitidos em BT		7 970	4 502	-43,5%
\bar{R}_{jt}^{MC}	Proveitos Permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	8 814	4 723	-46,4%
Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (€/cliente)		63,28	33,15	-47,6%

A justificação das decisões da ERSE bem como a análise dos proveitos permitidos da EEM encontram-se explicadas no documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico”.

6.9.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM PARA 2008

O nível de proveitos definidos para cada actividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2009 é apresentado no Quadro 6-47. É igualmente apresentado o nível de proveitos estipulado no processo de cálculo das tarifas para 2008.

Quadro 6-47 - Proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2008	Tarifas 2009	Varição (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	108 429	125 468	15,7%
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	38 648	45 217	17,0%
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	8 814	4 723	-46,4%
Proveitos permitidos da EEM	155 890	175 408	12,5%

6.9.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 6-48 apresenta-se o sobrecusto por actividade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM. São igualmente apresentados os valores do sobrecusto de tarifas para 2008.

Quadro 6-48 - Custo com a convergência tarifária na RAM

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2008	Tarifas 2009
$\tilde{S}M_t^{AGS}$	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	27 576	38 968
$\tilde{R}_t^{M,AGS}$	Proveitos permitidos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	108 429	125 468
$\tilde{R}_{AGS,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	78 620	83 362
$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de AGS da RAM	2 232	3 138
$\tilde{S}M_t^D$	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	11 735	13 909
$\tilde{R}_{j,t}^{M,D}$	Proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	38 648	45 217
$\tilde{R}_{D,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	25 962	30 188
$\tilde{S}RAM_{j,t}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de DEE da RAM	950	1 120
$\tilde{S}M_t^C$	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	3 270	1 708
$\tilde{R}_{j,t}^{M,C}$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	8 814	4 723
$\tilde{R}_{C,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	5 280	2 877
$\tilde{S}RAM_{j,t}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à actividade de CEE da RAM	265	138
	Custo com a Convergência Tarifária	42 581	54 585
$\tilde{R}_{RAM,Pol,t}$	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	42 581	54 585

7 TARIFAS PARA VIGORAR EM 2009

7.1 TARIFAS POR ACTIVIDADE DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

Às entregas do operador da rede de transporte ou entidade concessionária da RNT (REN) ao operador da rede distribuição em MT e AT são aplicadas, nos termos do Artigo 21.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso Global do Sistema, que se apresentam nos pontos seguintes.

7.1.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Derivado das alterações impostas pelo Decreto Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, que tornou efectiva a cessação dos CAE a partir de 1 de Julho de 2007, foram reflectidas nos preços da tarifa de Uso Global do Sistema algumas alterações, nomeadamente, a tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT passou a ser composta por três parcelas (UGS1, UGS2 e UGS3). Os encargos mensais no âmbito dos CMEC são facturados pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.

A parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema está associada aos custos com a gestão do sistema e a sua estrutura de preços deve respeitar a estrutura dos custos de gestão de sistema. Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema reflectem na totalidade um escalamento aditivo e não apresentam diferenciação por período horário.

A parcela II da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT deve recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral. Entre estes custos encontram-se os custos associados à remuneração dos terrenos afectos ao domínio público hídrico, os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema são ainda recuperados os custos com a ERSE, os custos do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Eléctrica, os custos associados à instalação e exploração do OMIP (em particular, das sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A.), o sobrecusto associado à manutenção dos CAE que não cessaram, os custos com a Autoridade da Concorrência, os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira que não foram incorporados na tarifa de UGS em 2006 e 2007 e o sobrecusto com a tarifa social. Importa referir que os sobrecustos da produção em regime especial decorrentes dos prémios atribuídos a este tipo de produção são incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores de redes de distribuição aos seus clientes pelo acesso às redes.

A estrutura de preços da parcela II da tarifa de UGS é de um preço único de energia, igual em todos os períodos horários.

No âmbito do relacionamento entre a entidade concessionária da RNT e o operador da rede de distribuição em MT e AT, aplicam-se ainda as transferências mensais relativas à facturação dos termos de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos CMEC. Assim, nos termos do Regulamento Tarifário e do Decreto-Lei n.º 240/2004, são transferidos mensalmente os montantes relativos aos CMEC que se encontram reflectidos no preço de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema. Esta transferência mensal entre a Entidade Concessionária da RNT e o operador da rede de distribuição obtém-se de forma directa, em cada mês, através da multiplicação do preço de potência contratada publicado no Quadro 7-13 às respectivas quantidades facturadas pelo operador da rede de distribuição em cada mês.

A parcela III é composta por preços de energia em horas de ponta e em horas cheias e permite recuperar os custos com a garantia de potência. A estrutura dos preços de energia da parcela III deve reflectir a estrutura do diferencial entre o custo marginal de produção e o custo marginal de energia. Esta parcela incorporada no Regulamento Tarifário em Junho de 2007, apresenta um preço nulo.

No Quadro 7-1, no Quadro 7-2 e no Quadro 7-3 apresentam-se, respectivamente, os preços da parcela I, II e III da tarifa de Uso Global do Sistema para 2009.

Quadro 7-1 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
Energia activa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0020
	Horas cheias	0,0020
	Horas de vazio normal	0,0020
	Horas de super vazio	0,0020

Quadro 7-2 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II		PREÇOS
Energia activa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0044
	Horas cheias	0,0044
	Horas de vazio normal	0,0044
	Horas de super vazio	0,0044

Quadro 7-3 - Preços da parcela III (custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA III		PREÇOS
Energia activa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0000
	Horas cheias	0,0000

No Quadro 7-4 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2009, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I, II e III.

Quadro 7-4 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

USO GLOBAL DO SISTEMA		PREÇOS
Energia activa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0064
	Horas cheias	0,0064
	Horas de vazio normal	0,0064
	Horas de super vazio	0,0064

No Quadro 7-5 apresentam-se os valores dos custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas a incorporar na tarifa de Uso Global do Sistema e a suportar por todos os consumidores e os custos com a convergência tarifária a incorporar nas tarifas de Venda a Clientes Finais de cada Região Autónoma.

Quadro 7-5 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Unidade: 10³ EUR

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS	58 319	54 585	112 904
Custos associados à convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAA e da RAM	4 053	4 396	8 448

Os custos associados à convergência tarifária a incorporar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM em 2009 são estabelecidos por forma a que os proveitos a recuperar por essas tarifas em cada região correspondam aos proveitos obtidos por aplicação das tarifas de Portugal continental às quantidades de cada Região Autónoma em 2009. Estes custos correspondem aos valores dos parâmetros $SRAA_t$ e $SRAM_t$, definidos nas Secções VII e VIII do Capítulo V do Regulamento Tarifário, respectivamente.

Esta opção assegura que em 2009 haja uma convergência total, em termos agregados, entre os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais de cada Região Autónoma e os que seriam pagos com as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental.

Recentemente, o Ministro da Economia e da Inovação determinou, através de despacho de 3 de Outubro de 2008, que o montante de € 50 000 000 do valor do equilíbrio económico-financeiro pago pelos centros electroprodutores hídricos, previsto no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, é afecto à estabilização das tarifas de energia eléctrica através do pagamento de parte dos custos com a convergência tarifária de 2009 entre as Regiões Autónomas e o Continente, com repercussão directa na redução da tarifa de Uso Global do Sistema paga por todos os consumidores. Este montante deve ser, no âmbito da aplicação do referido despacho, transferido para o operador da rede de transporte até 31 de Janeiro de 2009.

No Quadro 7-1 apresentam-se os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a incorporar na tarifa de Uso Global do Sistema de 2009 tendo em conta a compensação financeira estabelecida no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º 226-A/2007.

Quadro 7-6 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a incorporar nas tarifas de 2009 tendo em conta a compensação financeira estabelecida no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º 226-A/2007

Unidade: 10³ EUR

Custos com a convergência tarifária em 2009	
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS (a)	112 904
Afectação do valor do equilíbrio económico-financeiro pago pelos centros electroprodutores hídricos previsto no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007 (b)	50 000
Remanescente dos Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS de 2009 (a) - (b)	62 904

O financiamento dos custos com a convergência tarifária de 2009 entre as Regiões Autónomas e o Continente, com repercussão directa na redução da tarifa de Uso Global do Sistema paga por todos os consumidores, tal como determinado na legislação em vigor permite uma redução destes custos em cerca de 44%.

7.1.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte são determinados por aplicação de um factor multiplicativo aos custos incrementais de potência da rede de transporte, preservando a estrutura dos custos incrementais. Este factor multiplicativo é determinado tal que as tarifas de Uso da Rede de Transporte aplicadas às quantidades previstas para 2008 proporcionam os proveitos permitidos em 2008, de acordo com o estabelecido no Artigo 119.º do Regulamento Tarifário.

No Quadro 7-7 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adoptada em 2009 que está definida no documento “Estrutura Tarifária em 2009”.

Quadro 7-7 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2009

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
MAT	0,0739	0,6655
AT	0,1417	1,2753

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Transporte são obtidos multiplicando os preços marginais de energia considerados na tarifa de Energia, por período horário, pelos respectivos factores de ajustamento para perdas na rede de transporte.

No Quadro 7-8 e no Quadro 7-9 apresentam-se os preços destas tarifas para 2009.

Quadro 7-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	1,125
	Contratada	0,125
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0161
	Recebida	0,0120

Quadro 7-9 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	1,952
	Contratada	0,217
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0006
	Horas de super vazio	0,0006
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0161
	Recebida	0,0120

7.2 TARIFAS POR ACTIVIDADE DOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Apresentam-se a seguir os preços das tarifas por actividade a aplicar pelos operadores de rede de distribuição às entregas a clientes do comercializador de último recurso e a clientes no mercado liberalizado.

De modo a determinar os preços a aplicar em cada nível de tensão e em cada opção tarifária, convertem-se os preços das tarifas por actividade, a aplicar pelos distribuidores no mercado liberalizado aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso e às entregas a clientes no mercado liberalizado para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas. Adicionalmente, nas opções tarifárias com estrutura simplificada, apresentam-se os preços das tarifas por actividade, considerando que os preços de potência são convertidos em preços de energia por período horário e alguns preços de energia são agregados.

7.2.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso e às entregas a clientes no mercado liberalizado é à semelhança da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT apresentada no ponto 7.1.1 deste capítulo, composta por três componentes. Estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades de energia da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao distribuidor vinculado e as quantidades da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso e às entregas a clientes no mercado liberalizado, resultam das quantidades medidas nos contadores desses clientes ajustadas para perdas até à saída da RNT.

A parcela I apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT relativa aos custos com a gestão do sistema, adicionado dos ajustamentos a recuperar pelo distribuidor vinculado por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflecte a diferença entre os valores facturados pelo distribuidor vinculado em MT e AT aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT. Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados apresentam-se no Quadro 7-10.

Quadro 7-10 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
Energia activa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0020
	Horas cheias	0,0020
	Horas de vazio normal	0,0020
	Horas de super vazio	0,0020

Os termos de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema recuperam o conjunto de proveitos da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT, relativa aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral, adicionados dos sobrecustos da produção em regime especial decorrentes dos prémios atribuídos a este tipo de produção, dos ajustamentos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes e dos défices associados à limitação dos acréscimos tarifários de BT e de BTN, a recuperar pelo operador da rede de distribuição.

O termo de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema reflecte, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004, os custos com os CMEC (Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual).

Tal como se apresenta no capítulo IV o Decreto-Lei n.º 165/2008 prevê um mecanismo adicional de estabilização tarifária no âmbito dos custos associados a medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral. Parte destes custos tem um perfil de incidência nas tarifas de energia eléctrica determinado por opções de natureza política. Assim, associada a alguns custos decorrentes de medidas de política energética existe uma subsidiação inter-temporal entre os custos (e impactes tarifários) incorporados nas tarifas de energia eléctrica no presente e os benefícios que se esperam para o futuro.

Na sequência do referido Decreto-Lei o Despacho do Ministro da Economia e da Inovação, de 19 de Setembro de 2008, vem estabelecer, na alínea b) do Artigo 1.º, que são objecto de diferimento temporal os valores estimados para 2009 dos sobrecustos de produção de energia em regime especial. Sendo que a repercussão nas tarifas eléctricas deve ser realizada mediante a inclusão destes valores na tarifa de Uso Global do Sistema aplicável à globalidade dos consumidores de energia eléctrica.

A consideração deste efeito provoca uma diminuição excepcional do nível tarifário da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema. Uma vez que estes proveitos são recuperados pelos termos de energia é possível determinar o valor, em € por kWh, nos diferentes períodos horários, estritamente respeitantes à aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.

No Quadro 7-11 apresentam-se os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados excluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008. No Quadro 7-12 apresentam-se os valores por unidade de energia respeitantes ao efeito directo da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008. Por último, apresentam-se no Quadro 7-13 os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema considerando o efeito da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Quadro 7-11 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral) da tarifa de Uso Global do Sistema excluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II		PREÇOS					
Potência contratada (EUR/kW.mês)		0,236					
Energia activa (EUR/kWh)		MAT	AT	MT	BTE	BTN>2,3 kVA	BTN≤2,3 kVA
	Horas de ponta	0,0031	0,0033	0,0037	0,0052	0,0110	0,0052
	Horas cheias	0,0031	0,0032	0,0036	0,0050	0,0109	0,0051
	Horas de vazio normal	0,0031	0,0032	0,0035	0,0048	0,0107	0,0049
	Horas de super vazio	0,0031	0,0032	0,0035	0,0046	0,0104	0,0046

Quadro 7-12 - Efeitos directos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 nos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II		PREÇOS					
Potência contratada (EUR/kW.mês)		0,236					
Energia activa (EUR/kWh)		MAT	AT	MT	BTE	BTN>2,3 kVA	BTN≤2,3 kVA
	Horas de ponta	-0,0086	-0,0088	-0,0092	-0,0099	-0,0099	-0,0099
	Horas cheias	-0,0086	-0,0088	-0,0091	-0,0097	-0,0097	-0,0097
	Horas de vazio normal	-0,0086	-0,0087	-0,0090	-0,0095	-0,0095	-0,0095
	Horas de super vazio	-0,0086	-0,0087	-0,0090	-0,0093	-0,0093	-0,0093

Quadro 7-13 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral) da tarifa de Uso Global do Sistema incluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II		PREÇOS					
Potência contratada (EUR/kW.mês)		0,236					
Energia activa (EUR/kWh)		MAT	AT	MT	BTE	BTN>2,3 kVA	BTN≤2,3 kVA
	Horas de ponta	-0,0055	-0,0055	-0,0055	-0,0047	0,0011	-0,0047
	Horas cheias	-0,0055	-0,0055	-0,0055	-0,0047	0,0011	-0,0047
	Horas de vazio normal	-0,0055	-0,0055	-0,0055	-0,0047	0,0011	-0,0047
	Horas de super vazio	-0,0055	-0,0055	-0,0055	-0,0047	0,0011	-0,0047

A parcela III apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera o conjunto de proveitos da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT relativa aos custos com o mecanismo de garantia de potência. Os preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados apresentam-se no Quadro 7-10.

Quadro 7-14 - Preços da parcela III (custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA III		PREÇOS
Energia activa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0000
	Horas cheias	0,0000

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados resulta da soma das três parcelas mencionadas nos quadros anteriores e os seus preços, excluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, apresentam-se no Quadro 7-15. No Quadro 7-16 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema considerando os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

Quadro 7-15 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema excluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008

USO GLOBAL DO SISTEMA		PREÇOS					
Potência contratada (EUR/kW.mês)		0,236					
Energia activa (EUR/kWh)		MAT	AT	MT	BTE	BTN>2,3 kVA	BTN≤2,3 kVA
	Horas de ponta	0,0051	0,0053	0,0057	0,0072	0,0130	0,0072
	Horas cheias	0,0051	0,0052	0,0056	0,0070	0,0129	0,0071
	Horas de vazio normal	0,0051	0,0052	0,0055	0,0068	0,0127	0,0069
	Horas de super vazio	0,0051	0,0052	0,0055	0,0066	0,0124	0,0066

Quadro 7-16 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema incluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008

USO GLOBAL DO SISTEMA		PREÇOS					
Potência contratada (EUR/kW.mês)		0,236					
Energia activa (EUR/kWh)		MAT	AT	MT	BTE	BTN>2,3 kVA	BTN≤2,3 kVA
	Horas de ponta	-0,0035	-0,0035	-0,0035	-0,0027	0,0031	-0,0027
	Horas cheias	-0,0035	-0,0035	-0,0035	-0,0027	0,0031	-0,0027
	Horas de vazio normal	-0,0035	-0,0035	-0,0035	-0,0027	0,0031	-0,0027
	Horas de super vazio	-0,0035	-0,0035	-0,0035	-0,0027	0,0031	-0,0027

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, excluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, apresentam-se no Quadro 7-17.

Quadro 7-17 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias excluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia activa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,236	0,0051	0,0051	0,0051	0,0051
AT	4	0,236	0,0052	0,0052	0,0052	0,0052
MT	4	0,236	0,0055	0,0055	0,0054	0,0054
BTE	4	0,236	0,0068	0,0067	0,0065	0,0064
BTN tri-horárias	3	0,236	0,0135	0,0133	0,0129	
BTN bi-horárias	2	0,236	0,0133		0,0129	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	0,236	0,0132			
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	0,236	0,0067			
BTN (iluminação pública)	1	-	0,0135			

Os efeitos directos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 nos preços da tarifa Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias, apresentam-se no Quadro 7-18.

Quadro 7-18 - Efeitos directos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 nos preços da tarifa Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia activa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,000	-0,0086	-0,0086	-0,0086	-0,0086
AT	4	0,000	-0,0088	-0,0088	-0,0087	-0,0087
MT	4	0,000	-0,0092	-0,0091	-0,0090	-0,0090
BTE	4	0,000	-0,0099	-0,0097	-0,0095	-0,0093
BTN tri-horárias	3	0,000	-0,0099	-0,0097	-0,0095	
BTN bi-horárias	2	0,000	-0,0098		-0,0095	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	0,000	-0,0096			
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	0,000	-0,0096			
BTN (iluminação pública)	1		-0,0095			

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, incluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, apresentam-se no Quadro 7-19.

Quadro 7-19 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias incluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei. n.º 165/2008

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia activa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,236	-0,0035	-0,0035	-0,0035	-0,0035
AT	4	0,236	-0,0036	-0,0036	-0,0036	-0,0035
MT	4	0,236	-0,0037	-0,0037	-0,0036	-0,0036
BTE	4	0,236	-0,0031	-0,0030	-0,0030	-0,0029
BTN tri-horárias	3	0,236	0,0036	0,0035	0,0034	
BTN bi-horárias	2	0,236	0,0035		0,0034	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	0,236	0,0035			
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	0,236	-0,0029			
BTN (iluminação pública)	1	-	0,0040			

No Quadro 7-20 apresenta-se a desagregação do valor do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 7-19.

Quadro 7-20 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias incluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei. n.º 165/2008

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA							
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência contratada (EUR/kW.mês)						
	CMEC - EDP Gestão da Produção de Energia, SA				Componente de alisamento		Correcção de hidraulicidade
	Parcela Fixa		Parcela de acerto		Revisib. Prevista	Ajust. Previstos	
	Renda Anual	Ajust.	Revisib	Ajust.			
MAT	0,143	0,013	0,200	0,000	0,098	0,024	-0,241
AT	0,143	0,013	0,200	0,000	0,098	0,024	-0,241
MT	0,143	0,013	0,200	0,000	0,098	0,024	-0,241
BTE	0,143	0,013	0,200	0,000	0,098	0,024	-0,241
BTN tri-horárias	0,143	0,013	0,200	0,000	0,098	0,024	-0,241
BTN bi-horárias	0,143	0,013	0,200	0,000	0,098	0,024	-0,241
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	0,143	0,013	0,200	0,000	0,098	0,024	-0,241
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	0,143	0,013	0,200	0,000	0,098	0,024	-0,241

7.2.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso e às entregas a clientes não vinculados apresentam a mesma estrutura tarifária e recuperam o conjunto de proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT, apresentadas no ponto 7.1.2 deste capítulo, adicionado dos ajustamentos a recuperar pelo distribuidor vinculado por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflecte a diferença entre os valores facturados pelo distribuidor vinculado em MT e AT aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT. Adicionalmente, estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao distribuidor vinculado e as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso e às entregas a clientes não vinculados resultam das quantidades medidas nos contadores desses clientes ajustadas para perdas até à saída da RNT.

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso e às entregas a clientes não vinculados apresentam-se no Quadro 7-21 e no Quadro 7-22.

Quadro 7-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	1,125
	Contratada	0,125
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0004
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0161
	Recebida	0,0120

Quadro 7-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	2,155
	Contratada	0,239
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0006
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	-
	Recebida	-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 7-23.

Importa referir que nos termos da recente revisão regulamentar, aperfeiçoou-se a metodologia de cálculo das tarifas de Uso das Redes na medida em que o valor da potência contratada referente às entregas a jusante passará a ser determinado aplicando um factor de agravamento à potência em horas de ponta de jusante.

Quadro 7-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT										
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência em horas de ponta (EUR/kW.mês)	Energia activa (EUR/kWh)							
			Períodos I e IV				Períodos II e III			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
AT	4	2,491	0,0008	0,0007	0,0005	0,0005	0,0008	0,0007	0,0006	0,0006
MT	4	2,610	0,0008	0,0007	0,0006	0,0006	0,0008	0,0007	0,0006	0,0006
BTE	4	2,801	0,0009	0,0008	0,0006	0,0006	0,0009	0,0008	0,0006	0,0006
BTN tri-horárias	3	-	0,0343	0,0008	0,0006		0,0343	0,0008	0,0006	
BTN bi-horárias	2	-	0,0082		0,0006		0,0082		0,0006	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,0053				0,0053			
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	0,0053				0,0053			
BTN (iluminação pública)	1	-	0,0027				0,0027			

7.2.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são determinados por aplicação de factores multiplicativos aos custos incrementais de potência da rede de Distribuição por nível de tensão, preservando a estrutura dos custos incrementais. Estes factores multiplicativos são determinados tal que as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicadas às quantidades previstas para 2009 proporcionam os proveitos permitidos em 2009, de acordo com o estabelecido no Artigo 121.º do Regulamento Tarifário.

Às tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e de Uso da Rede de Distribuição em MT é aplicado um mesmo factor multiplicativo.

No Quadro 7-27 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adoptada em 2009 determinada de acordo com o descrito no documento “Estrutura Tarifária em 2009”.

Quadro 7-24 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2009

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
AT	0,0973	0,9638
MT	0,8070	4,5866
BT	0,4878	5,4238

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são obtidos multiplicando os preços marginais de energia considerados na tarifa de Energia, por período horário, pelos respectivos factores de ajustamento para perdas na rede de Distribuição, em cada nível de tensão.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos distribuidores vinculados apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 7-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	0,798
	Contratada	0,081
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0003
	Horas de super vazio	0,0003
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0003
	Horas de super vazio	0,0003
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0164
	Recebida	0,0123

Quadro 7-26 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	3,798
	Contratada	0,668
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0020
	Horas cheias	0,0017
	Horas de vazio normal	0,0009
	Horas de super vazio	0,0008
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0021
	Horas cheias	0,0017
	Horas de vazio normal	0,0010
	Horas de super vazio	0,0008
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0178
	Recebida	0,0134

Quadro 7-27 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	7,952
	Contratada	0,715
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0031
	Horas cheias	0,0027
	Horas de vazio normal	0,0017
	Horas de super vazio	0,0009
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0032
	Horas cheias	0,0026
	Horas de vazio normal	0,0017
	Horas de super vazio	0,0009
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0206
	Recebida	0,0157

É de notar que, contrariamente à tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, estas tarifas são relativas apenas ao nível de tensão respectivo, não incluindo custos das redes de nível de tensão superior.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e em MT após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se nos quadros seguintes.

Importa referir que nos termos da recente revisão regulamentar, aperfeiçoou-se a metodologia de cálculo das tarifas de Uso das Redes na medida em que o valor da potência contratada referente às entregas a jusante passará a ser determinado aplicando um factor de agravamento à potência em horas de ponta de jusante.

Quadro 7-28 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)								Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Fornecida	Recebida
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio		
AT	4	0,798	0,081	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	0,0164	0,0123
MT	4	0,941	-	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	-	-
BTE	4	1,010	-	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	0,0007	0,0006	0,0003	0,0003	-	-
BTN tri-horárias	3	-	-	0,0128	0,0006	0,0003	0,0128	0,0006	0,0003	-	-	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0033	0,0003	0,0003	0,0033	0,0003	-	-	-	-	-
BTN simples (<=20,7 kVA)	1	-	-	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	-	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	-	-

Quadro 7-29 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)								Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Períodos I e IV				Períodos II e III				Fornecida	Recebida
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio		
MT	4	3,798	0,668	0,0020	0,0017	0,0009	0,0008	0,0021	0,0017	0,0010	0,0008	0,0178	0,0134
BTE	4	4,967	-	0,0022	0,0018	0,0010	0,0008	0,0022	0,0018	0,0010	0,0008	-	-
BTN tri-horárias	3	-	-	0,0615	0,0018	0,0009		0,0615	0,0018	0,0009		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0151		0,0009		0,0151		0,0009		-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	-	0,0096				0,0096				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	-	0,0096				0,0096				-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0049				0,0049				-	-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, convertidos para os fornecimentos em BTN, apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 7-30 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT									
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia activa (EUR/kWh)				Energia reactiva (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
BTE	4	7,952	0,715	0,0031	0,0027	0,0017	0,0009	0,0206	0,0157
BTN tri-horárias	3	-	0,715	0,0270	0,0265	0,0015		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,715	0,0238		0,0015		-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,715	0,0152				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	-	0,715	0,0152				-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0092				-	-

7.3 TARIFAS POR ACTIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Apresentam-se a seguir os preços das tarifas por actividade a aplicar pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos a clientes finais.

De modo a determinar os preços a aplicar em cada nível de tensão e em cada opção tarifária, convertem-se os preços das tarifas por actividade, a aplicar pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos aos seus clientes para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas. Para além disso, nas opções tarifárias com estrutura simplificada, os preços de potência são convertidos em preços de energia por período horário e alguns preços de energia são agregados.

7.3.1 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa de Energia (TE) deve reflectir a estrutura de preços praticados no mercado grossista. Com efeito, a estrutura destes preços deve respeitar a estrutura dos custos marginais de energia.

A tarifa de Energia, baseada em custos marginais de energia activa, aplicada às quantidades previstas para 2009, não permite obter os proveitos permitidos em 2009 na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica. Por este motivo, os custos marginais são escalados de modo a permitir obter os proveitos autorizados.

A estrutura dos custos marginais, utilizada como uma estimativa para a estrutura de preços que vigorará no mercado, é repercutida na estrutura dos preços da tarifa de Energia, por aplicação de um factor de escala multiplicativo igual por período horário.

Os custos marginais a utilizar no cálculo desta tarifa foram determinados de acordo com o descrito no estudo “Estrutura Tarifária em 2009”, em anexo ao presente documento. No Quadro 7-31 apresentam-se os custos marginais utilizados no cálculo da tarifa de Energia.

Quadro 7-31 - Custos marginais de energia

Energia activa		EUR/MWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	85,591
	Horas cheias	82,056
	Horas de vazio normal	58,888
	Horas de super vazio	54,418
Períodos II, III	Horas de ponta	86,544
	Horas cheias	81,209
	Horas de vazio normal	61,013
	Horas de super vazio	55,349

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso são apresentados no quadro seguinte. Os preços apresentados são calculados por forma a permitir recuperar os proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica espectáveis em 2009. Importa relembrar que a tarifa de Energia em 2009 não integra os ajustamentos de energia do final do ano de 2007, nem os ajustamentos previsionais de 2008, nos termos do estabelecido no Decreto-Lei n.º 165/2008.

Quadro 7-32 - Preços da tarifa de Energia

ENERGIA		PREÇOS
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0860
	Horas cheias	0,0824
	Horas de vazio normal	0,0592
	Horas de super vazio	0,0547
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0869
	Horas cheias	0,0816
	Horas de vazio normal	0,0613
	Horas de super vazio	0,0556

Os preços de energia da TE convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 7-33.

Quadro 7-33 - Preços da tarifa de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA									
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia activa (EUR/kWh)							
		Períodos I e IV				Períodos II e III			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0857	0,0822	0,0590	0,0545	0,0867	0,0814	0,0612	0,0555
AT	4	0,0873	0,0836	0,0598	0,0552	0,0883	0,0827	0,0620	0,0562
MT	4	0,0915	0,0871	0,0617	0,0568	0,0925	0,0862	0,0640	0,0577
BTE	4	0,0987	0,0923	0,0664	0,0592	0,0987	0,0923	0,0664	0,0592
BTN tri-horárias	3	0,0986	0,0922	0,0642		0,0986	0,0922	0,0642	
BTN bi-horárias	2	0,0937		0,0642		0,0937		0,0642	
BTN simples (<=20,7 kVA)	1	0,0822				0,0822			
BTN simples (<=2,3 kVA) e social	1	0,0822				0,0822			
BTN (iluminação pública)	1	0,0729				0,0729			

7.3.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

Os preços das tarifas de Comercialização aplicados às quantidades previstas para 2009 igualam os proveitos permitidos em 2009 na actividade de Comercialização. Estes preços são calculados tendo em conta a estrutura de receitas e as regras de escalamento descritas no estudo “Estrutura Tarifária em 2009” em anexo ao presente documento. Na recente revisão regulamentar a estrutura das tarifas de Comercialização foi alterada. As tarifas passaram a apresentar estrutura binómia. Esta estrutura, para além de estar mais aderente à estrutura de custos, facilita o acesso à energia eléctrica considerada um bem essencial à vida humana nas sociedades modernas, na medida em que se promove a redução dos termos tarifários fixos.

Os preços das tarifas de Comercialização a aplicar pelo comercializador de último recurso apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 7-34 - Preços da tarifa de Comercialização

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT E MT		PREÇOS
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	6,62
Energia activa	(EUR/kWh)	0,0005

COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	3,44
Energia activa	(EUR/kWh)	0,0004

COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		PREÇOS
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	0,57
Energia activa	(EUR/kWh)	0,0031

7.4 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2009.

Estes preços dependem dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do ano de 2008 e da variação tarifária que depende, por um lado, dos custos do sector eléctrico e, portanto, dos proveitos permitidos em cada actividade, e por outro, do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas estabelecido no Regulamento Tarifário, que permite a aplicação do princípio da aditividade tarifária.

7.4.1 ADITIVIDADE TARIFÁRIA

O princípio da aditividade tarifária consiste na definição de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços que resultam da adição dos preços das tarifas por actividade aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária aos clientes do comercializador de último recurso, nomeadamente: tarifas de Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição, Comercialização de Redes, Energia e Comercialização.

As tarifas de Venda a Clientes Finais resultantes da aplicação do princípio da aditividade tarifária são obtidas adicionando em cada nível de tensão e opção tarifária os preços resultantes da conversão das tarifas por actividade apresentadas nos quadros anteriores.

A aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais está a ser implementada de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas. Esta estabilidade é garantida no Regulamento Tarifário através do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas previsto no artigo 124.º, o qual estabelece a convergência gradual para os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais que resultam da adição das tarifas por actividade a montante, através de um mecanismo de limitação dos acréscimos por termo tarifário.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

A estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais com base em tarifas aditivas e o processo de convergência para as mesmas é descrita no documento “Estrutura Tarifária em 2009”.

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações dos preços de 2008 para 2009, de todas as opções tarifárias das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, obtidas pela aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas.

Quadro 7-35 - Variações médias por opção tarifária das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 para 2009

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %	MAT	AT CU	AT MU	AT LU									
	5,87	-0,78	4,37	5,92									
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %	MT CU	MT MU	MT LU										
	1,14	5,24	6,16										
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %	BTE MU	BTE LU	BTN > MU	BTN > LU	BTN Sazonal >								
	3,81	6,39	4,85	4,85	6,63								
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN Sazonal < Simples	BTN Sazonal < Bi-horária	BTN < Tri-horária	BTN Sazonal < Tri-horária	Iluminação Pública	BTN < Social				
	3,00	3,95	4,66	2,15	5,15	4,65	7,85	7,87	2,61				

Quadro 7-36 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em MAT, AT e MT de 2008 para 2009

Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %	Energia activa								Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio					
MAT	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	-4,27	-14,11	-17,62	5,87	5,87
AT CU	-4,82	7,87	7,87	7,87	-4,61	7,87	7,87	7,87	7,87	-18,89	-24,71	5,87	5,87
AT MU	2,06	7,87	7,87	7,87	1,67	7,87	7,87	7,87	-7,44	-4,68	-24,71	5,87	5,87
AT LU	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	-13,09	-5,83	-24,71	5,87	5,87
MT CU	-4,50	4,96	7,87	7,87	-4,40	4,77	7,87	7,87	7,87	-2,98	-11,32	5,87	5,87
MT MU	2,08	7,87	7,87	7,87	1,31	7,87	7,87	7,87	2,67	4,42	-11,32	5,87	5,87
MT LU	3,11	7,87	7,87	7,87	2,70	7,87	7,87	7,87	0,11	5,72	-11,32	5,87	5,87

Quadro 7-37 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTE de 2008 para 2009

Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %	Energia activa				Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
BTE LU	2,84	7,87	7,87	7,87	3,01	7,87	-5,22	4,37	4,37

Quadro 7-38 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN > 20,7 kVA de 2008 para 2009

Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4
BTN > MU	5,19	7,87	7,87	-4,24	-4,24	-4,24
BTN > LU	7,87	7,87	7,87	-10,32	-10,33	-10,34
BTN Sazonal >	3,31	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87

Quadro 7-39 - Variações por termo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais nas opções tarifárias em BTN <= 20,7 kVA de 2008 para 2009

Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA									
	Pontas	Cheias	Vazio	1,15	2,3	3,45	4,6	5,75	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
BTN< Social	4,24			0,72	-1,69								
BTN<=2,3 kVA Simples	4,24			0,72	-1,69								
BTN< Simples	5,87					-1,57	-1,66	-1,73	-1,77	-1,67	-1,66	-1,60	-1,63
BTN< Bi-horária	7,87		7,87			-4,68	-4,67	-4,66	-4,66	-4,50	-4,45	-4,38	-4,39
BTN< Tri-horária	7,87	7,87	7,87			-4,68	-4,67	-4,66	-4,66	-4,50	-4,45	-4,38	-4,39
BTN Sazonal< Simples	0,34					7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87
BTN Sazonal< Bi-horária	3,39		7,87			3,84	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87
BTN Sazonal < Tri-horária	7,87	7,87	7,87			3,84	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87
Iluminação Pública	7,87												

7.4.2 FORNECIMENTOS DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA NO CONTINENTE

Tendo em conta a manutenção dos pressupostos verificados em anos anteriores, considera-se propor a manutenção da aplicação transitória, em 2009, de regras de facturação opcionais para os consumidores de Iluminação Pública baseadas nas tarifas bi-horária e tri-horária de BT do comercializador de último recurso de Portugal continental. A aplicação destas regras por opção dos consumidores de Iluminação Pública dispensa a substituição do contador de tarifa simples por um contador multi-tarifa.

No estudo “Estrutura Tarifária em 2009”, anexo ao presente documento, descreve-se em detalhe a aplicação desta regra.

7.4.3 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO PARA VIGORAREM EM 2009

As tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2009 apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 7-40 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorar em 2009

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MAT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		73,68	2,4225
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	4,364	0,1435
	Contratada	0,546	0,0179
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0781	
	Horas cheias	0,0591	
	Horas de vazio normal	0,0382	
	Horas de super vazio	0,0356	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0785	
	Horas cheias	0,0615	
	Horas de vazio normal	0,0406	
	Horas de super vazio	0,0379	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0161	
	Recebida	0,0120	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		67,57	2,2215
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	4,543	0,1494
	Contratada	0,614	0,0202
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	4,362	0,1434
	Contratada	0,465	0,0153
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	10,220	0,3360
	Contratada	0,296	0,0097
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0820
		Horas cheias	0,0636
		Horas de vazio normal	0,0424
		Horas de super vazio	0,0396
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0821
		Horas cheias	0,0660
		Horas de vazio normal	0,0449
		Horas de super vazio	0,0419
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0934
		Horas cheias	0,0660
		Horas de vazio normal	0,0457
		Horas de super vazio	0,0428
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0954
		Horas cheias	0,0687
		Horas de vazio normal	0,0470
		Horas de super vazio	0,0434
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1141
		Horas cheias	0,0791
		Horas de vazio normal	0,0472
		Horas de super vazio	0,0442
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1146
		Horas cheias	0,0786
		Horas de vazio normal	0,0485
		Horas de super vazio	0,0448
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
		Fornecida	0,0164
		Recebida	0,0123

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		PREÇOS		
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*	
		42,75	1,4054	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	7,395	0,2431	
	Contratada	1,207	0,0397	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	7,821	0,2571	
	Contratada	1,046	0,0344	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,199	0,4011	
	Contratada	0,407	0,0134	
Energia activa		(EUR/kWh)		
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1039	
		Horas cheias	0,0791	
		Horas de vazio normal	0,0501	
		Horas de super vazio	0,0468	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1072	
		Horas cheias	0,0814	
		Horas de vazio normal	0,0521	
		Horas de super vazio	0,0485	
	Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1095
			Horas cheias	0,0821
Horas de vazio normal			0,0510	
Horas de super vazio			0,0478	
Períodos II, III		Horas de ponta	0,1155	
		Horas cheias	0,0825	
		Horas de vazio normal	0,0539	
		Horas de super vazio	0,0501	
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1742	
		Horas cheias	0,0903	
		Horas de vazio normal	0,0576	
		Horas de super vazio	0,0539	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1746	
		Horas cheias	0,0901	
		Horas de vazio normal	0,0578	
		Horas de super vazio	0,0540	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)		
		Fornecida	0,0178	
		Recebida	0,0134	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		25,32	0,8326
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	10,108	0,3323
	Contratada	0,441	0,0145
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	15,357	0,5049
	Contratada	1,110	0,0365
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,1840	
	Horas cheias	0,0970	
	Horas vazio normal	0,0637	
	Horas super vazio	0,0592	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1221	
	Horas cheias	0,0883	
	Horas vazio normal	0,0550	
	Horas super vazio	0,0514	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
		Fornecida	0,0206
		Recebida	0,0157

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa de médias utilizações	27,6	51,33	1,6874
	34,5	63,89	2,1004
	41,4	76,45	2,5134
Tarifa de longas utilizações	27,6	209,74	6,8954
	34,5	262,15	8,6185
	41,4	314,54	10,3410
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2408	
	Horas cheias	0,1087	
	Horas de vazio	0,0594	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1448	
	Horas cheias	0,0827	
	Horas de vazio	0,0536	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	5,65	0,1859
	4,6	7,32	0,2407
	5,75	8,99	0,2955
	6,9	10,66	0,3503
	10,35	15,44	0,5075
	13,8	20,27	0,6664
	17,25	25,01	0,8224
Tarifa bi-horária	20,7	29,93	0,9839
	3,45	7,76	0,2552
	4,6	9,96	0,3274
	5,75	12,15	0,3995
	6,9	14,35	0,4717
	10,35	20,55	0,6758
	13,8	26,86	0,8829
Tarifa tri-horária	17,25	33,00	1,0850
	20,7	39,44	1,2965
	3,45	7,76	0,2552
	4,6	9,96	0,3274
	5,75	12,15	0,3995
	6,9	14,35	0,4717
	10,35	20,55	0,6758
Energia activa	13,8	26,86	0,8829
	17,25	33,00	1,0850
	20,7	39,44	1,2965
	Tarifa simples		0,1211
	Tarifa bi-horária		0,1233
Horas fora de vazio		0,0663	
Horas de vazio		0,1357	
Tarifa tri-horária		0,1198	
Horas de ponta		0,0663	
Horas de cheias			
Horas de vazio			

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa social	1,15	0,51	0,0169
	2,3	1,02	0,0336
Tarifa simples	1,15	2,05	0,0675
	2,3	4,09	0,1345
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa social		0,1151	
Tarifa simples		0,1151	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa tri-horária	27,6	19,38	0,6373
	34,5	24,23	0,7965
	41,4	29,06	0,9555
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2532	
	Horas cheias	0,1235	
	Horas de vazio	0,0611	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (<=20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	1,39	0,0457
	4,6	1,95	0,0642
	5,75	2,51	0,0827
	6,9	3,08	0,1011
	10,35	4,64	0,1527
	13,8	6,25	0,2054
	17,25	7,81	0,2567
Tarifa bi-horária	20,7	9,44	0,3105
	3,45	3,95	0,1297
	4,6	4,66	0,1534
	5,75	5,23	0,1720
	6,9	5,80	0,1906
	10,35	7,36	0,2419
	13,8	8,96	0,2946
Tarifa tri-horária	17,25	10,52	0,3459
	20,7	12,17	0,4000
	3,45	3,95	0,1297
	4,6	4,66	0,1534
	5,75	5,23	0,1720
	6,9	5,80	0,1906
	10,35	7,36	0,2419
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1536	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1583	
	Horas de vazio	0,0654	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2171	
	Horas cheias	0,1235	
	Horas de vazio	0,0655	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)	PREÇOS
Energia activa	(EUR/kWh)
	0,0908

7.5 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA devem proporcionar o montante de proveitos resultante da aplicação das tarifas por actividade aos fornecimentos a clientes da RAA, adicionados dos custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema, nos termos do Artigo 126.º do Regulamento Tarifário.

A diferença entre este montante de proveitos a recuperar e a soma dos proveitos permitidos nas actividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição da RAA será incorporada na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema e será suportada por todos os consumidores das Regiões Autónomas e de Portugal continental.

No quadro seguinte apresentam-se os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores a incorporar na UGS e a pagar por todos os consumidores. Adicionalmente, a parcela SRAA deve ser incorporada nas tarifas da RAA por forma a que o conjunto de proveitos a recuperar não seja inferior ao que resulta da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do continente de 2009 na RAA.

Quadro 7-41 - Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores

Unidade: 10³ EUR

Custos com a convergência tarifária	
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS	58 319
Custos com a convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAA	4 053

Os custos com a convergência tarifária na Região Autónoma, a incorporar em 2009, respectivamente, nas tarifas da RAA e na tarifa UGS, são apresentados no Quadro 7-42 e no Quadro 7-43.

**Quadro 7-42 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores
a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA**

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos e custos
(1)	Proveitos TVCF RAA em 2009	102 800
(2)	Proveitos Tarifas Aditivas em 2009	98 747
(1) - (2)	Custos com a convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAA (SRAA)	4 053

**Quadro 7-43 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores
a recuperar na tarifa UGS**

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos e custos
(1)	Proveitos permitidos à EDA em 2009	161 119
(2)	Proveitos TVCF RAA em 2009	102 800
(1) - (2)	Custos com a convergência tarifária de 2008 a incorporar na tarifa UGS	58 319

Na RAA, à semelhança de Portugal continental, aplicam-se em 2009 à facturação, por ponto de entrega, dos fornecimentos de energia eléctrica para iluminação pública relativos a opções tarifárias cujo equipamento de medida não esteja adequado para a respectiva opção tarifária, regras transitórias de iluminação pública. Estas regras são apresentadas no documento “Estrutura Tarifária em 2009”.

7.5.1 CONVERGÊNCIA E ADITIVIDADE TARIFÁRIA

O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia eléctrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

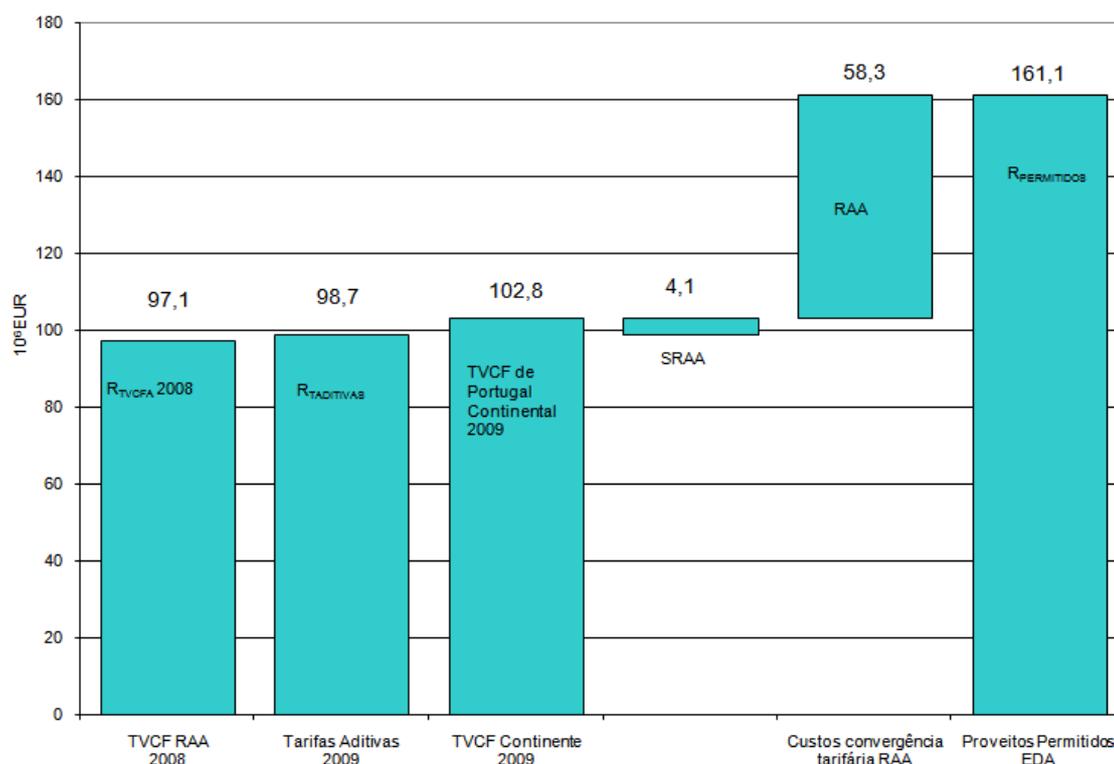
Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por fim, nos preços das diversas variáveis de facturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente. Naturalmente, a existência de tarifas

com preços iguais por variável de facturação em Portugal continental e na Região Autónoma conduziria à igualdade de preços por opção tarifária e à do preço médio global da Região Autónoma.

O processo de convergência tarifária entre Portugal continental e a Região Autónoma dos Açores, com base numa estrutura tarifária aditiva, e a respectiva limitação de acréscimos nas tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA em 2009 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária em 2009”.

Na Figura 7-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2009 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA evidenciando-se os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS.

Figura 7-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 da RAA



RAA - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a incorporar na tarifa UGS
 $R_{TADITIVAS}$ - Proveitos obtidos pela aplicação das tarifas aditivas de Portugal Continental
 SRAA - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a incorporar nas TVCF da RAA

A aplicação em 2009 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2008 proporcionaria 97,1 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 98,7 milhões de euros, valor inferior em 4,1 milhões de euros ao que se obteria por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do continente de 2009 na RAA. Os custos com a convergência tarifária a

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

incluir na UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas actividades reguladas da EDA e o valor resultante da aplicação das TVCF do continente às quantidades da RAA.

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações dos preços, de todas as opções tarifárias da RAA, de 2008 para 2009, obtidas pela aplicação do mecanismo de convergência e aditividade tarifária. Nas opções tarifárias onde não existem quantidades, logo não havendo a preocupação de limitação de impactes tarifários, observam-se variações tarifárias associadas com a aplicação das tarifas aditivas. Na análise não são consideradas as opções tarifárias transitórias, dependentes do uso dado à energia, cujo processo de extinção gradual analisa-se separadamente no documento “Estrutura Tarifária em 2009”

Quadro 7-44 - Variações médias nas opções tarifárias de 2008 para 2009 na RAA

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %	MT
	5,32

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %	BTE
	4,23

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %	BTN <=2,3 kVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-horária	BTN < Tri-horária	Iluminação Pública	BTN < Social
	5,73	5,56	3,78	3,54	8,53	4,47

Quadro 7-45 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de MT de 2008 para 2009 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %	Energia activa								Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio					
MT	2,46	8,53	8,53	8,53	2,52	4,98	8,53	8,53	2,90	4,57	-15,66	8,53	8,53

Quadro 7-46 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE de 2008 para 2009 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %	Energia activa				Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio	Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
BTE	1,82	2,87	8,53	8,53	5,10	8,53	-30,95	0,09	8,53

Quadro 7-47 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 17,25 kVA de 2008 para 2009 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA											
	Ponta	Cheias	Vazio	20,7	27,6	34,5	41,4	55,2	69	103,5	110,4	138	172,5	207	215
BTN > 17,25 kVA	8,53	8,53	8,53	-4,51	-4,26	-4,11	-4,01	-3,88	-3,80	-3,69	-3,68	-3,64	-3,60	-3,58	-3,58

Quadro 7-48 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 17,25 kVA de 2007 para 2008 na RAA

Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA					
	Ponta	Cheia	Vazio	1,15	3,45	6,9	10,35	13,8	17,25
BTN ≤ 2,3 kVA Social	8,53			-4,97					
BTN ≤ 2,3 kVA Simples	8,53			-4,97					
BTN ≤ 17,25 kVA Simples	8,53				-9,21	-4,06	-2,30	-1,32	-0,69
BTN ≤ 17,25 kVA Bi-horária	8,53		8,53		-14,54	-12,10	-11,08	-10,52	-10,16
BTN ≤ 17,25 kVA Tri-horária	8,53	8,53	8,53		-14,54	-12,10	-11,08	-10,52	-10,16
Iluminação Pública	8,53								

7.5.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA PARA VIGORAREM EM 2009

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2009, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 7-49 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorar em 2009

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		39,07	1,2845
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	7,685	0,2526
	Contratada	1,001	0,0329
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1032	
	Horas cheias	0,0885	
	Horas de vazio normal	0,0500	
	Horas de super vazio	0,0467	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1042	
	Horas cheias	0,0887	
	Horas de vazio normal	0,0511	
	Horas de super vazio	0,0478	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0180	
	Recebida	0,0126	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		17,72	0,5825
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	17,321	0,5694
	Contratada	0,989	0,0325
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1112	
	Horas cheias	0,1014	
	Horas de vazio normal	0,0592	
	Horas de super vazio	0,0553	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0229	
	Recebida	0,0161	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009

E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	20,7	25,14	0,8264
	27,6	33,13	1,0891
	34,5	41,12	1,3519
	41,4	49,11	1,6146
	55,2	65,09	2,1401
	69,0	81,08	2,6656
	103,5	121,04	3,9792
	110,4	129,03	4,2420
	138,0	160,99	5,2929
	172,5	200,95	6,6066
	207,0	240,91	7,9203
	215,0	250,17	8,2249
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2488	
	Horas cheias	0,1294	
	Horas de vazio	0,0666	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA) ORGANISMOS		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa Organismos	20,7	17,46	0,5739
	27,6	22,35	0,7348
	34,5	27,25	0,8957
	41,4	32,14	1,0566
	55,2	41,93	1,3785
	69,0	51,72	1,7003
	103,5	76,19	2,5049
	110,4	81,09	2,6659
	138,0	100,67	3,3095
	172,5	125,14	4,1142
	207,0	149,61	4,9188
	215,0	155,29	5,1053
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa Organismos	Horas de ponta	0,2804	
	Horas cheias	0,1370	
	Horas de vazio	0,0525	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009

E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA) OUTROS CONSUMIDORES		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa Outros consumidores	20,7	20,03	0,6584
	27,6	25,93	0,8525
	34,5	31,63	1,0399
	41,4	37,32	1,2269
	55,2	48,92	1,6085
	69,0	60,56	1,9911
	103,5	89,66	2,9477
	110,4	95,48	3,1390
	138,0	118,75	3,9043
	172,5	147,85	4,8608
207,0	176,95	5,8174	
215,0	183,69	6,0392	
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa Outros consumidores	Horas de ponta	0,2793	
	Horas cheias	0,1296	
	Horas de vazio	0,0534	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=17,25 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	5,26	0,1730
	6,9	8,78	0,2885
	10,35	12,42	0,4084
	13,8	16,07	0,5283
	17,25	19,71	0,6481
Tarifa bi-horária	3,45	6,04	0,1985
	6,9	10,46	0,3438
	10,35	14,88	0,4891
	13,8	19,30	0,6345
	17,25	23,72	0,7799
Tarifa tri-horária	3,45	6,04	0,1985
	6,9	10,46	0,3438
	10,35	14,88	0,4891
	13,8	19,30	0,6345
	17,25	23,72	0,7799
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1274	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1299	
	Horas de vazio	0,0686	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1429	
	Horas cheias	0,1147	
	Horas de vazio	0,0686	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009

E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa social	1,15	0,49	0,0161
Tarifa simples	1,15	2,08	0,0684
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa social		0,1011	
Tarifa simples		0,1179	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		PREÇOS
Energia activa	(EUR/kWh)	0,0732

7.6 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM devem proporcionar o montante de proveitos resultante da aplicação das tarifas por actividade aos fornecimentos a clientes da RAM, adicionados dos custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema, nos termos do Artigo 130.º do Regulamento Tarifário.

A diferença entre este montante de proveitos a recuperar e a soma dos proveitos permitidos nas actividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição da RAM será incorporada na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema e será suportada por todos os consumidores das Regiões Autónomas e de Portugal continental.

No quadro seguinte apresentam-se os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira a incorporar na UGS e a pagar por todos os consumidores. Adicionalmente, a parcela SRAM deve ser incorporada nas tarifas da RAM por forma a que o conjunto de proveitos a recuperar não seja inferior ao que resulta da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do continente de 2009 na RAM.

Quadro 7-50 - Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira

Unidade: 10³ EUR

Custos com a convergência tarifária	
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS	54 585
Custos com a convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAM	4 396

Os custos com a convergência tarifária na Região Autónoma, a incorporar em 2009, respectivamente, nas tarifas da RAM e na tarifa UGS, são apresentados no Quadro 7-51 e no Quadro 7-52.

**Quadro 7-51 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira
a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM**

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos e custos
(1)	Proveitos TVCF RAM em 2008	120 823
(2)	Proveitos Tarifas Aditivas em 2008	116 427
(1) - (2)	Custos com a convergência tarifária a incorporar nas TVCF da RAM (SRAM)	4 396

**Quadro 7-52 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira
a recuperar na tarifa UGS**

Unidade: 10³ EUR

		Proveitos e custos
(1)	Proveitos Permitidos à EEM em 2008	175 408
(2)	Proveitos TVCF da RAM em 2008	120 823
(1) - (2)	Custos com a convergência tarifária em 2008 a incorporar na tarifa UGS	54 585

Na RAM, à semelhança de Portugal continental, aplicam-se em 2009 à facturação, por ponto de entrega, dos fornecimentos de energia eléctrica para iluminação pública relativos a opções tarifárias cujo equipamento de medida não esteja adequado para a respectiva opção tarifária, regras transitórias de iluminação pública. Estas regras são apresentadas no documento “Estrutura Tarifária em 2009”.

7.6.1 CONVERGÊNCIA E ADITIVIDADE TARIFÁRIA

O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia eléctrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

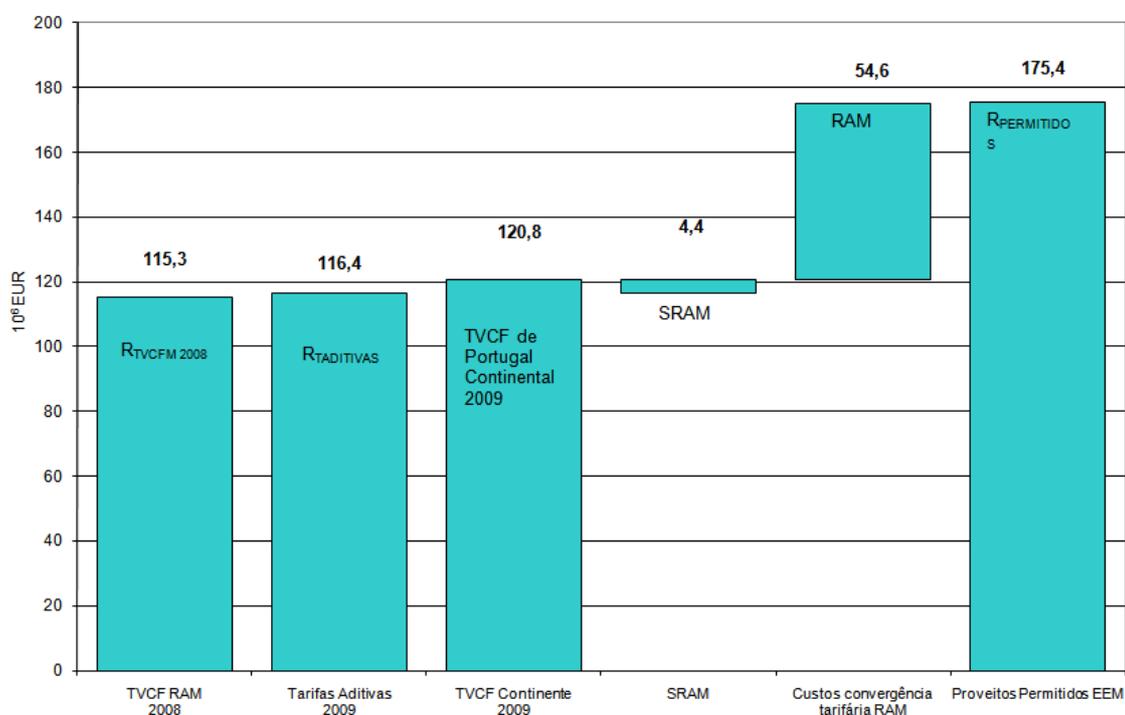
Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por fim, nos preços das diversas variáveis de facturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente. Naturalmente, a existência de tarifas

com preços iguais por variável de facturação em Portugal continental e na Região Autónoma conduziria à igualdade de preços por opção tarifária e à do preço médio global da Região Autónoma.

O processo de convergência tarifária entre Portugal continental e a Região Autónoma da Madeira, com base numa estrutura tarifária aditiva, e a respectiva limitação de acréscimos nas tarifas de Venda a Clientes Finais na RAM em 2009 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária em 2009”.

Na Figura 7-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2009 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM evidenciando-se os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS.

Figura 7-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 da RAM



R_{TVCFM} - Proveitos obtidos pelas TVCF da RAM

R_{TADITIVAS} - Proveitos obtidos mediante a aplicação das tarifas aditivas de Portugal continental

RAM - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a incorporar na tarifa UGS

SRAM - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a incorporar nas TVCF da RAM

A aplicação em 2009 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2008 proporcionaria 115,3 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 116,4 milhões de euros, valor inferior em 4,4 milhões de euros ao que se obteria por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do continente de 2009 na RAM. Esta diferença constitui a parcela SRAM a aplicar aos fornecimentos da RAM para garantir que o preço médio global na região não é inferior ao do continente. Os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS resultam da diferença

entre os proveitos permitidos nas actividades reguladas da EEM e o valor resultante da aplicação das TVCF do continente às quantidades da RAM.

Nos quadros seguintes apresentam-se as variações dos preços, de todas as opções tarifárias da RAM, de 2008 para 2009, obtidas pela aplicação dos mecanismos de convergência e aditividade tarifária. Nas opções tarifárias onde não existem quantidades, logo não havendo a preocupação de limitação de impactes tarifários, observam-se variações tarifárias associadas com a aplicação das tarifas aditivas. Na análise não são consideradas as opções tarifárias transitórias, dependentes do uso dado à energia, cujo processo de extinção gradual analisa-se separadamente no documento “Estrutura Tarifária em 2009”.

Quadro 7-53 - Variações médias nas opções tarifárias de 2008 para 2009 na RAM

Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %	MT 30 kV	MT 6,6 kV				
	2,93	2,44				
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %	BTE	BTN >				
	1,95	5,84				
Variação média diferenciada por opção tarifária, 2009/2008 em %	BTN <=2,3 KVA Simples	BTN < Simples	BTN < Bi-h.	BTN < Tri-h.	Iluminação Pública	BTN < Social
	5,81	4,92	4,67	4,62	7,87	3,19

Quadro 7-54 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de AT e MT de 2008 para 2009 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário em % (2009/2008)	Energia activa								Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Período I e IV				Período II e III				Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio					
AT	15,49	14,54	6,82	5,05	15,74	14,34	8,49	4,64	62,40	6,58	-92,73	5,87	5,87
MT 30 kV	-0,45	2,41	7,87	7,87	-0,24	2,31	7,87	7,87	-2,18	5,21	-21,41	-0,10	2,16
MT 6,6 kV	-0,66	3,00	7,87	7,87	-0,61	2,64	7,87	7,87	-2,48	2,39	-21,41	-0,10	2,16

Quadro 7-55 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTE de 2008 para 2009 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário em % (2009/2008)	Energia activa				Potência		Termo Fixo	Energia reactiva	
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super Vazio	Contratada	Horas de ponta		Fornecida	Recebida
BTE	-0,81	0,89	7,87	7,87	7,87	3,41	-21,48	1,71	7,61

Quadro 7-56 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA de 2008 para 2009 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário em % (2009/2008)	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA				
	Ponta	Cheias	Vazio	27,6	34,5	41,4	51,75	62,1
BTN > 20,7 kVA	2,64	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87	7,87

Quadro 7-57 - Variações por termo tarifário nas opções tarifárias de BTN com potência contratada até 20,7 kVA de 2008 para 2009 na RAM

Variação diferenciada por termo tarifário, 2009/2008 em %	Energia activa			Termo Fixo, por escalão de potência contratada em kVA						
	Ponta	Cheias	Vazio	1,15	3,45	6,9	10,35	13,8	17,25	20,7
BTN <= 2,3 kVA Social	7,40		-2,00							
BTN <= 2,3 kVA Simples	7,40		-2,00							
BTN < 20,7 kVA Simples	7,87			-7,35	-3,68	-3,08	-2,77	-2,58	-2,44	
BTN < 20,7 kVA Bi-horária	7,87		7,87	-9,43	-6,86	-5,76	-5,15	-4,77	-4,51	
BTN < 20,7 kVA Tri-horária	7,87	7,87	7,87	-9,43	-6,86	-5,76	-5,15	-4,77	-4,51	
Iluminação Pública	7,87									

7.6.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM PARA VIGORAREM EM 2009

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2009, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 7-58 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorar em 2009

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM AT		PREÇOS		
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*	
		6,62	0,2177	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*	
	Horas de ponta	3,289	0,1081	
	Contratada	0,317	0,0104	
Energia activa		(EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0856		
	Horas cheias	0,0817		
	Horas vazio normal	0,0576		
	Horas super vazio	0,0529		
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0866	
		Horas cheias	0,0809	
		Horas vazio normal	0,0598	
		Horas super vazio	0,0539	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0164		
	Recebida	0,0123		

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT 30kV E MT 6,6 kV		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa de MT 30 kV		38,99	1,2817
Tarifa de MT 6,6 kV		38,99	1,2817
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de MT 30 kV	Horas de ponta	7,429	0,2443
	Contratada	1,050	0,0345
Tarifa de MT 6,6 kV	Horas de ponta	7,445	0,2448
	Contratada	1,061	0,0349
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de MT 30 kV	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1009
		Horas cheias	0,0880
		Horas vazio normal	0,0524
		Horas super vazio	0,0490
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1014
		Horas cheias	0,0873
		Horas vazio normal	0,0538
		Horas super vazio	0,0503
Tarifa de MT 6,6 kV	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1015
		Horas cheias	0,0878
		Horas vazio normal	0,0523
		Horas super vazio	0,0489
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1025
		Horas cheias	0,0869
		Horas vazio normal	0,0537
		Horas super vazio	0,0502
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	(EUR/kvarh)
Tarifa de MT 30 kV	Fornecida	0,0194	
	Recebida	0,0137	
Tarifa de MT 6,6 kV	Fornecida	0,0194	
	Recebida	0,0137	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009

E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT 6,6 kV CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		54,32	1,7858
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	8,496	0,2793
	Contratada	1,489	0,0490
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	13,933	0,4581
	Contratada	0,451	0,0148
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1273
		Horas cheias	0,0784
		Horas vazio normal	0,0486
		Horas super vazio	0,0455
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1285
		Horas cheias	0,0784
		Horas vazio normal	0,0498
		Horas super vazio	0,0466
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1344
		Horas cheias	0,0932
		Horas vazio normal	0,0538
		Horas super vazio	0,0502
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1349
		Horas cheias	0,0925
		Horas vazio normal	0,0550
		Horas super vazio	0,0514
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
Tarifa de longas utilizações	Fornecida	0,0213	
	Recebida	0,0146	
Tarifa de curtas utilizações	Fornecida	0,0213	
	Recebida	0,0146	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		21,18	0,6965
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	17,169	0,5645
	Contratada	0,905	0,0297
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1145	
	Horas cheias	0,1009	
	Horas vazio normal	0,0541	
	Horas super vazio	0,0506	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0213	
	Recebida	0,0161	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009

E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		29,54	0,9712
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	19,630	0,6454
	Contratada	0,541	0,0178
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,1454	
	Horas cheias	0,0863	
	Horas vazio normal	0,0514	
	Horas super vazio	0,0480	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
Tarifa de médias utilizações	Fornecida	0,0229	
	Recebida	0,0164	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	27,6	21,71	0,7137
	34,5	26,53	0,8721
	41,4	31,34	1,0304
	51,75	38,57	1,2680
	62,1	45,79	1,5055
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2650	
	Horas cheias	0,1266	
	Horas de vazio	0,0494	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009

E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	5,31	0,1746
	6,9	8,95	0,2942
	10,35	12,89	0,4236
	13,8	16,82	0,5531
	17,25	20,76	0,6827
	20,7	24,70	0,8121
Tarifa bi-horária	3,45	5,65	0,1857
	6,9	9,70	0,3190
	10,35	13,76	0,4524
	13,8	17,81	0,5857
	17,25	21,88	0,7192
	20,7	25,93	0,8525
Tarifa tri-horária	3,45	5,65	0,1857
	6,9	9,70	0,3190
	10,35	13,76	0,4524
	13,8	17,81	0,5857
	17,25	21,88	0,7192
	20,7	25,93	0,8525
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1270	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1270	
	Horas de vazio	0,0766	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,1397	
	Horas cheia	0,1233	
	Horas vazio	0,0766	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa social	1,15	0,99	0,0327
Tarifa simples	1,15	2,01	0,0660
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa social		0,0932	
Tarifa simples		0,1203	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA) NÃO DOMÉSTICOS		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa bi-horária	3,45	6,00	0,1973
	6,9	9,69	0,3187
	10,35	13,39	0,4402
	13,8	17,08	0,5616
	17,25	20,77	0,6829
	20,7	24,46	0,8043
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1289	
	Horas de vazio	0,0713	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA) CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	7,05	0,2319
	6,9	12,53	0,4118
	10,35	18,64	0,6128
	13,8	24,74	0,8135
	17,25	30,86	1,0146
	20,7	36,96	1,2152
Tarifa bi-horária	3,45	8,30	0,2727
	6,9	14,23	0,4677
	10,35	20,17	0,6630
	13,8	26,09	0,8579
	17,25	32,03	1,0532
	20,7	37,96	1,2481
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1204	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1204	
	Horas de vazio	0,0611	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=2,3 kVA) CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	2,34	0,0768
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1115	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		PREÇOS
Energia activa	(EUR/kWh)	0,0908

7.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Às entregas a clientes dos operadores das redes de distribuição aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes.

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes resultam da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso das Redes de Distribuição.

Tal como referido no capítulo 7.2.1, a aplicação das medidas de promoção da estabilidade tarifária no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 provoca uma diminuição excepcional do nível tarifário da tarifa de Uso Global do Sistema. Tendo em conta a natureza totalmente aditiva das tarifas de Acesso

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

às Redes, este efeito na tarifa de Uso Global do Sistema repercute-se directamente nas tarifas de Acesso por nível de tensão.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorar em 2009, excluindo o efeito da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Quadro 7-59 - Preços das tarifas de Acesso às Redes para vigorar em 2009 excluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	1,125	0,0370
	Contratada	0,361	0,0119
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0057	
	Horas cheias	0,0057	
	Horas de vazio normal	0,0055	
	Horas de super vazio	0,0056	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0057	
	Horas cheias	0,0057	
	Horas de vazio normal	0,0056	
	Horas de super vazio	0,0056	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0161	
	Recebida	0,0120	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	3,289	0,1081
	Contratada	0,317	0,0104
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0067	
	Horas cheias	0,0065	
	Horas de vazio normal	0,0059	
	Horas de super vazio	0,0060	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0067	
	Horas cheias	0,0065	
	Horas de vazio normal	0,0060	
	Horas de super vazio	0,0061	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0164	
	Recebida	0,0123	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	7,349	0,2416
	Contratada	0,904	0,0297
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0090	
	Horas cheias	0,0084	
	Horas de vazio normal	0,0072	
	Horas de super vazio	0,0071	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0091	
	Horas cheias	0,0084	
	Horas de vazio normal	0,0073	
	Horas de super vazio	0,0071	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0178	
	Recebida	0,0134	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	16,730	0,5500
	Contratada	0,951	0,0313
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0137	
	Horas cheias	0,0126	
	Horas de vazio normal	0,0101	
	Horas de super vazio	0,0090	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0206	
	Recebida	0,0157	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	27,6	26,25	0,8629
	34,5	32,81	1,0787
	41,4	39,37	1,2944
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1491	
	Horas cheias	0,0429	
	Horas de vazio	0,0162	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS		
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)*	
Tarifa simples	3,45		3,28	0,1079	
	4,6		4,37	0,1438	
	5,75		5,47	0,1798	
	6,9		6,56	0,2157	
	10,35		9,84	0,3236	
	13,8		13,12	0,4315	
	17,25		16,40	0,5393	
	20,7		19,69	0,6472	
	3,45		3,28	0,1079	
	4,6		4,37	0,1438	
	5,75		5,47	0,1798	
	6,9		6,56	0,2157	
	10,35		9,84	0,3236	
	13,8		13,12	0,4315	
Tarifa bi-horária	17,25		16,40	0,5393	
	20,7		19,69	0,6472	
	3,45		3,28	0,1079	
	4,6		4,37	0,1438	
	5,75		5,47	0,1798	
	6,9		6,56	0,2157	
	10,35		9,84	0,3236	
	13,8		13,12	0,4315	
	17,25		16,40	0,5393	
	20,7		19,69	0,6472	
	Tarifa tri-horária	3,45		3,28	0,1079
		4,6		4,37	0,1438
		5,75		5,47	0,1798
		6,9		6,56	0,2157
10,35			9,84	0,3236	
13,8			13,12	0,4315	
17,25			16,40	0,5393	
20,7			19,69	0,6472	
Energia activa			(EUR/kWh)		
Tarifa simples			0,0454		
Tarifa bi-horária		Horas fora de vazio		0,0637	
		Horas de vazio		0,0161	
Tarifa tri-horária		Hora ponta		0,1505	
		Hora cheia		0,0443	
	Hora vazio		0,0162		

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15		1,09	0,0360
	2,3		2,19	0,0719
Energia activa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,0390	

* RRC art. 184.º, n.º 3

Nos quadros seguintes apresentam-se os valores por unidade de energia respeitantes ao efeito directo da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 nas tarifas de Acesso às Redes.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

Quadro 7-60 - Efeitos directos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 nos preços das tarifas de Acesso às Redes

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS
Energia activa		(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	-0,0086
	Horas cheias	-0,0086
	Horas de vazio normal	-0,0086
	Horas de super vazio	-0,0086
Períodos II, III	Horas de ponta	-0,0086
	Horas cheias	-0,0086
	Horas de vazio normal	-0,0086
	Horas de super vazio	-0,0086

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS
Energia activa		(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	-0,0088
	Horas cheias	-0,0088
	Horas de vazio normal	-0,0087
	Horas de super vazio	-0,0087
Períodos II, III	Horas de ponta	-0,0088
	Horas cheias	-0,0088
	Horas de vazio normal	-0,0087
	Horas de super vazio	-0,0087

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS
Energia activa		(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	-0,0092
	Horas cheias	-0,0091
	Horas de vazio normal	-0,0090
	Horas de super vazio	-0,0090
Períodos II, III	Horas de ponta	-0,0092
	Horas cheias	-0,0091
	Horas de vazio normal	-0,0090
	Horas de super vazio	-0,0090

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS
Energia activa		(EUR/kWh)
	Horas de ponta	-0,0099
	Horas cheias	-0,0097
	Horas de vazio normal	-0,0095
	Horas de super vazio	-0,0093

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Energia activa		(EUR/kWh)
	Horas de ponta	-0,0099
	Horas cheias	-0,0097
	Horas de vazio	-0,0095

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS
Energia activa			(EUR/kWh)
	Tarifa simples		-0,0096
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	-0,0098
		Horas de vazio	-0,0094
	Tarifa tri-horária	Hora ponta	-0,0099
		Hora cheia	-0,0097
		Hora vazio	-0,0095

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS
Energia activa		(EUR/kWh)
	Tarifa simples	-0,0096

* RRC art. 184.º, n.º 3

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorar em 2009, incluindo o efeito da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Quadro 7-61 - Preços das tarifas de Acesso às Redes para vigorar em 2009 incluindo os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	1,125	0,0370
	Contratada	0,361	0,0119
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	-0,0029	
	Horas cheias	-0,0029	
	Horas de vazio normal	-0,0031	
	Horas de super vazio	-0,0030	
Períodos II, III	Horas de ponta	-0,0029	
	Horas cheias	-0,0029	
	Horas de vazio normal	-0,0030	
	Horas de super vazio	-0,0030	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0161	
	Recebida	0,0120	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	3,289	0,1081
	Contratada	0,317	0,0104
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	-0,0021	
	Horas cheias	-0,0023	
	Horas de vazio normal	-0,0028	
	Horas de super vazio	-0,0027	
Períodos II, III	Horas de ponta	-0,0021	
	Horas cheias	-0,0023	
	Horas de vazio normal	-0,0027	
	Horas de super vazio	-0,0026	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0164	
	Recebida	0,0123	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	7,349	0,2416
	Contratada	0,904	0,0297
Energia activa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	-0,0002	
	Horas cheias	-0,0007	
	Horas de vazio normal	-0,0018	
	Horas de super vazio	-0,0019	
Períodos II, III	Horas de ponta	-0,0001	
	Horas cheias	-0,0007	
	Horas de vazio normal	-0,0017	
	Horas de super vazio	-0,0019	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0178	
	Recebida	0,0134	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	16,730	0,5500
	Contratada	0,951	0,0313
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0038	
	Horas cheias	0,0029	
	Horas de vazio normal	0,0006	
	Horas de super vazio	-0,0003	
Energia reactiva		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0206	
	Recebida	0,0157	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Tarifas para vigorar em 2009

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	27,6	26,25	0,8629
	34,5	32,81	1,0787
	41,4	39,37	1,2944
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1392	
	Horas cheias	0,0332	
	Horas de vazio	0,0067	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples		3,45	3,28	0,1079
		4,6	4,37	0,1438
		5,75	5,47	0,1798
		6,9	6,56	0,2157
		10,35	9,84	0,3236
		13,8	13,12	0,4315
		17,25	16,40	0,5393
Tarifa bi-horária		20,7	19,69	0,6472
		3,45	3,28	0,1079
		4,6	4,37	0,1438
		5,75	5,47	0,1798
		6,9	6,56	0,2157
		10,35	9,84	0,3236
		13,8	13,12	0,4315
Tarifa tri-horária		17,25	16,40	0,5393
		20,7	19,69	0,6472
		3,45	3,28	0,1079
		4,6	4,37	0,1438
		5,75	5,47	0,1798
		6,9	6,56	0,2157
		10,35	9,84	0,3236
Energia activa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,0358	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0539	
		Horas de vazio	0,0067	
	Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1406	
		Hora cheia	0,0346	
		Hora vazio	0,0067	

* RRC art. 184.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	1,09	0,0360
	2,3	2,19	0,0719
Energia activa		(EUR/kWh)	
	Tarifa simples	0,0294	

* RRC art. 184.º, n.º 3

8 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

Para cada período de regulação são fixados os valores dos parâmetros incluídos nas expressões que estabelecem os montantes de proveitos permitidos em cada uma das actividades do Agente Comercial, da entidade concessionária da RNT, da entidade concessionária da RND, do comercializador de último recurso, da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária de transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Para além dos parâmetros referidos, são ainda fixados os valores de outros parâmetros referidos no Regulamento Tarifário, designadamente os relacionados com a estrutura das tarifas, e no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

8.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2009

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$r_{CVEE,t}$	7,55% ^[1]	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 71.º
δ_{t-1}	0,5	<i>Spread</i> no ano $t-1$, em pontos percentuais	
$r_{GS,t}$	7,55% ^[1]	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Gestão Global do Sistema, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 73.º
$\tilde{C}E_{URT,t}$	39 952	Componente de custos de exploração aceite para o primeiro ano do período de regulação	Art.º 77.º
$X_{URT,2}$	0,50	Factor de eficiência a aplicar aos custos de exploração, no ano t	Art.º 77.º
$X_{URT,2}$	0,50		
$CI_{SURT,1}$	5 470 €	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite para o primeiro ano do período de regulação (€/n.º de painéis)	Art.º 77.º
$CI_{RURT,1}$	430 €	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para o primeiro ano do período de regulação (€/km)	Art.º 77.º
$X_{I,URT,2}$	[2]	Factor de eficiência a aplicar aos custos incrementais associados à extensão de rede de transporte e aos painéis de subestações, no ano t	Art.º 77.º
$X_{I,URT,2}$			
$r_{CA,URT,t}$	7,55% ^[1]	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 77.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$r_{CREf,URT,t}$	9,05 ^[3]	Taxa de remuneração dos activos corpóreos calculados com base em custos de referência, afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 77.º
α_t	[2]	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, no ano t	Art.º 77.º
$r_{Ime,URT,t}$	[2]	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 77.º
$F_{URD,AT/MT,1}$	152 290	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t , por nível de tensão j (milhares de euros)	Art.º 82.º
$X_{URD,F,AT/MT,2}$	0,45	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em AT/MT, no ano t , em percentagem	Art.º 82.º
$X_{URD,F,AT/MT,3}$	0,79		
$P_{URD,AT/MT,1}$	0,005907	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em AT/MT, no ano 1, em Euros por kWh	Art.º 82.º
$X_{URD,P,AT/MT,2}$	2,95	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em AT/MT, no ano t , em percentagem	Art.º 82.º
$X_{URD,P,AT/MT,3}$	3,35		
$F_{URD,BT,1}$	211 673	Componente fixa dos proveitos do Uso da Rede de Distribuição no primeiro ano do período de regulação, em BT (milhares de euros)	Art.º 82.º
$X_{URD,F,BT,2}$	2,27	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, no ano t , em percentagem	Art.º 82.º
$X_{URD,F,BT,3}$	2,24		
$P_{URD,BT,1}$	0,010307	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão j , no primeiro ano do período de regulação, em Euros por kWh	Art.º 82.º
$X_{URD,P,BT,2}$	5,06	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, no ano t , em percentagem	Art.º 82.º
$X_{URD,P,BT,3}$	5,06		
$r_{CVEE,t}^{CR}$	8,55% ^[4]	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 84.º
$F_{C,NT,1}$	362	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, no ano 1, em NT, (milhares de euros)	Art.º 86.º
$X_{C,F,NT,2}$	30,26	Factor de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 86.º
$X_{C,F,NT,3}$	47,92		

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009

E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$V_{C,NT,1}$	71,983	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, em NT, no ano t , em Euros por consumidor	Art.º 86.º
$X_{C,v,NT,2}$	0,90	Factor de eficiência associado à componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 86.
$X_{C,v,NT,3}$	0,19		
$F_{C,BTE,1}$	48	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, no ano 1, em BTE, (<i>milhares de euros</i>)	Art.º 86.º
$X_{C,F,BTE,2}$	-1,86	Factor de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 86.º
$X_{C,F,BTE,3}$	-0,78		
$V_{C,BTE,1}$	7,214	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, em BTE, no ano t , em Euros por consumidor	Art.º 86.º
$X_{C,v,BTE,2}$	2,92	Factor de eficiência associado à componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização, em BTE, em percentagem	Art.º 86.
$X_{C,v,BTE,3}$	2,93		
$F_{C,BT,1}$	17 897	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, no ano 1, em BT, (<i>milhares de euros</i>)	Art.º 86.º
$X_{C,F,BT,2}$	4,49	Factor de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, BT, em percentagem	Art.º 86.º
$X_{C,F,BT,3}$	5,65		
$V_{C,BT,1}$	12,571	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, em BT, no ano t , em Euros por consumidor	Art.º 86.º
$X_{C,v,BT,2}$	2,70	Factor de eficiência associado à componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização, em BT, em percentagem	Art.º 86.
$X_{C,v,BT,3}$	2,59		
$r_{c,r}$	8,55% ^[4]	Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados às actividades do comercializador de último recurso, fixada para o período de regulação r , em percentagem	Art.º 86.º
r_t^{AGS}	7,55% ^[1]	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, fixada para o período de regulação, no ano t , em percentagem	Art.º 87.º
τ_t^A	[2]	Factor de eficiência associado aos custos com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo na Região Autónoma dos Açores, no ano t	Art.º 88.º
$P_{MT,1}^D$	0,019494	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t , em MT, em Euros por kWh	Art.º 89.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009

E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$X_{MT,2}^D$	0,08	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em MT, no ano t , em percentagem	Art.º 89.º
$X_{MT,3}^D$	1,37		
$P_{BT,1}^D$	0,044573	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t , em BT, em Euros por kWh	Art.º 89.º
$X_{BT,2}^D$	4,97	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, no ano t , em percentagem	Art.º 89.º
$X_{BT,3}^D$	5,87		
$P_{MT,1}^C$	474,722	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t , em MT, em Euros por cliente	Art.º 90.º
$X_{MT,2}^C$	2,09	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em MT, em percentagem	Art.º 90.º
$X_{MT,3}^C$	1,54		
$P_{BT,1}^C$	36,547	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t , em BT, em Euros por cliente	Art.º 90.º
$X_{BT,2}^C$	2,46	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em BT, em percentagem	Art.º 90.º
$X_{BT,3}^C$	2,86		
r_t^{MAGS}	7,55% ^[1]	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, fixada para o período de regulação, no ano t , em percentagem	Art.º 94.º
τ_t^M	[2]	Factor de eficiência associado aos custos com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do fuelóleo na Região Autónoma da Madeira, no ano t	Art.º 95.º
$P_{MT,1}^{MD}$	0,021807	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t , em MT, em Euros por kWh	Art.º 96.º
$X_{MT,2}^{MD}$	0,73	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em MT, no ano t , em percentagem	Art.º 96.º
$X_{MT,3}^{MD}$	-1,03		
$P_{BT,1}^{MD}$	0,031659	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t , em BT, em Euros por kWh	Art.º 96.º
$X_{BT,2}^{MD}$	3,46	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em BT, no ano t , em percentagem	Art.º 96.º
$X_{BT,3}^{MD}$	3,99		

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adoptado	Descrição	RT
$P_{MT,1}^{MC}$	2 198,317	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t , em MT, em Euros por cliente	Art.º 97.º
$X_{MT,2}^{MC}$	5,10	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em MT, em percentagem	Art.º 97.º
$X_{MT,3}^{MC}$	5,20		
$P_{BT,1}^{MC}$	31,627	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t , em BT, em Euros por cliente	Art.º 97.º
$X_{BT,2}^{MC}$	6,11	Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em BT, em percentagem	Art.º 97.º
$X_{BT,3}^{MC}$	7,36		
P_1^*	7,95	Nível de referência das perdas na rede de distribuição no ano t , em percentagem	Art.º 104.º
P_2^*	7,9		
P_3^*	7,8		
$RQS_{max,t}$	5 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à melhoria da qualidade de serviço, no ano t	Art.º 108.º
$RQS_{min,t}$	5 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da qualidade de serviço, no ano t	Art.º 108.º
$END_{REF,2009}$	0,000151 x ED	Energia não distribuída de referência em kWh, no ano t	Art.º 108.º
$END_{REF,2010}$	0,000142 x ED		
$END_{REF,2011}$	0,000134 x ED		
ΔV	0,12 x END_{REF}	Valor de variação da END_{REF}	Art.º 108.º
VEND	1,5	Valorização da energia não distribuída (€/kWh)	Art.º 108.º

Notas:

^[1] Rendibilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano $t-2$ e 31 de Agosto do ano $t-1$, acrescida de 300 pontos base.

^[2] A definir.

^[3] Rendibilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano $t-2$ e 31 de Agosto do ano $t-1$, acrescida de 300 pontos base e de um prémio de 150 pontos base.

^[4] Rendibilidade média diária das OT a 10 anos, ocorrida no período compreendido entre 1 de Setembro do ano $t-2$ e 31 de Agosto do ano $t-1$, acrescida de 400 pontos base.

8.2 VALORES A FACTURAR PELA REN À EDP SERVIÇO UNIVERSAL

De acordo com o n.º 5 do Artigo 84.º do Regulamento Tarifário, os ajustamentos previstos nos n.ºs 4 e 5 do artigo 72.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Despacho n.º 9 499-A/2003 (2ª série), de 14 de Maio são facturados em duodécimos pelo Agente Comercial ao comercializador de último recurso. O montante global destes ajustamentos atinge o valor de 78 584 milhares de euros. Este valor deve ser deduzido dos défices tarifários relativos ao 2.º semestre de 2007

Apresenta-se no Quadro 8-1 o montante mensal a facturar pela REN à EDP Serviço Universal.

Quadro 8-1 - Valor a facturar pela REN à EDP Serviço Universal

Unidade: EUR

	2009		
	Ajustamento 2007	Défices tarifários do 2.º sem 07	Total
Janeiro	6 548 701	-1 193 075	5 355 626
Fevereiro	6 548 701	-1 193 075	5 355 626
Março	6 548 701	-1 193 075	5 355 626
Abril	6 548 701	-1 193 075	5 355 626
Maió	6 548 701	-1 193 075	5 355 626
Junho	6 548 701	-1 193 075	5 355 626
Julho	6 548 701	-1 193 075	5 355 626
Agosto	6 548 701	-1 193 075	5 355 626
Setembro	6 548 701	-1 193 075	5 355 626
Outubro	6 548 701	-1 193 075	5 355 626
Novembro	6 548 701	-1 193 075	5 355 626
Dezembro	6 548 701	-1 193 075	5 355 626
Total	78 584 411	-14 316 900	64 267 511

8.3 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA REN

8.3.1 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Apresenta-se no quadro seguinte os valores a transferir pela REN, referente aos custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007 aos bancos cessionários do défice de 2006 e 2007 da Região Autónoma dos Açores.

Quadro 8-2 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2009		
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total
Janeiro	218 150	218 150	436 300,00	400 585	400 585	801 170	618 735	618 735	1 237 470
Fevereiro	218 150	218 150	436 300,00	400 585	400 585	801 170	618 735	618 735	1 237 470
Março	218 150	218 150	436 300,00	400 585	400 585	801 170	618 735	618 735	1 237 470
Abril	218 150	218 150	436 300,00	400 585	400 585	801 170	618 735	618 735	1 237 470
Maió	218 150	218 150	436 300,00	400 585	400 585	801 170	618 735	618 735	1 237 470
Junho	218 150	218 150	436 300,00	400 585	400 585	801 170	618 735	618 735	1 237 470
Julho	218 150	218 150	436 300,00	400 585	400 585	801 170	618 735	618 735	1 237 470
Agosto	218 150	218 150	436 300,00	400 585	400 585	801 170	618 735	618 735	1 237 470
Setembro	218 150	218 150	436 300,00	400 585	400 585	801 170	618 735	618 735	1 237 470
Outubro	218 150	218 150	436 300,00	400 585	400 585	801 170	618 735	618 735	1 237 470
Novembro	218 150	218 150	436 300,00	400 585	400 585	801 170	618 735	618 735	1 237 470
Dezembro	218 150	218 150	436 300,00	400 585	400 585	801 170	618 735	618 735	1 237 470
Total	2 617 800	2 617 800	5 235 600	4 807 020	4 807 020	9 614 040	7 424 820	7 424 820	14 849 640

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores em 2009 totalizam 58 319 milhares de euros¹¹.

¹¹ Este valor deve ser transferido da REN para a EDA, em duodécimos

Quadro 8-3 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2009
Janeiro	4 859 926
Fevereiro	4 859 926
Março	4 859 926
Abril	4 859 926
Maiο	4 859 926
Junho	4 859 926
Julho	4 859 926
Agosto	4 859 926
Setembro	4 859 926
Outubro	4 859 926
Novembro	4 859 926
Dezembro	4 859 926
Total	58 319 114

8.3.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Apresenta-se no quadro seguinte os valores a transferir pela REN, referente aos custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007 aos bancos cessionários do défice de 2006 e 2007 da Região Autónoma da Madeira.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 8-4 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2009		
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total
Janeiro	79 753	79 753	159 506,00	264 994	264 994	529 988	344 747	344 747	689 494
Fevereiro	79 753	79 753	159 506,00	264 994	264 994	529 988	344 747	344 747	689 494
Março	79 753	79 753	159 506,00	264 994	264 994	529 988	344 747	344 747	689 494
Abril	79 753	79 753	159 506,00	264 994	264 994	529 988	344 747	344 747	689 494
Mai	79 753	79 753	159 506,00	264 994	264 994	529 988	344 747	344 747	689 494
Junho	79 753	79 753	159 506,00	264 994	264 994	529 988	344 747	344 747	689 494
Julho	79 753	79 753	159 506,00	264 994	264 994	529 988	344 747	344 747	689 494
Agosto	79 753	79 753	159 506,00	264 994	264 994	529 988	344 747	344 747	689 494
Setembro	79 753	79 753	159 506,00	264 994	264 994	529 988	344 747	344 747	689 494
Outubro	79 753	79 753	159 506,00	264 994	264 994	529 988	344 747	344 747	689 494
Novembro	79 753	79 753	159 506,00	264 994	264 994	529 988	344 747	344 747	689 494
Dezembro	79 753	79 753	159 506,00	264 994	264 994	529 988	344 747	344 747	689 494
Total	957 036	957 036	1 914 072	3 179 928	3 179 928	6 359 856	4 136 964	4 136 964	8 273 928

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira em 2009 totalizam 54 585 milhares de euros¹².

Quadro 8-5 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2009
Janeiro	4 548 757
Fevereiro	4 548 757
Março	4 548 757
Abril	4 548 757
Mai	4 548 757
Junho	4 548 757
Julho	4 548 757
Agosto	4 548 757
Setembro	4 548 757
Outubro	4 548 757
Novembro	4 548 757
Dezembro	4 548 757
Total	54 585 084

8.4 VALORES MENSIS A TRANSFERIR PELA EDP DISTRIBUIÇÃO

Dando cumprimento aos artigos 62.º e 64.º do Regulamento das Relações Comerciais definem-se os montantes mensais a transferir pelo operador da rede de distribuição em AT e MT ao comercializador de

¹² Este valor deve ser transferido da REN para a EEM, em duodécimos

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011*

Parâmetros para a definição das tarifas

último recurso referente ao diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial e os custos com a aplicação da tarifa social.

Em 2009 como o valor é negativo significa que o comercializador de último recurso tem que devolver os montantes que recebeu em excesso nos anos de 2007 e 2008.

Tendo em conta que o montante de 447,5 milhões de euros relativo ao sobrecusto da PRE, é uma das parcelas dos custos não recuperados em 2009, não existirá qualquer transferência deste montante do operador da rede de distribuição para o comercializador de último recurso.

Quadro 8-6 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal

Unidade: 10³ EUR

	Diferencial de custo com a aquisição à PRE			Tarifa social	Total
	Ajustamento 2007	Ajustamento provisório de 2008	Diferencial de custo de 2009		
Janeiro	-4 408 985	-24 894 141		6 581	-29 296 545
Fevereiro	-4 408 985	-24 894 141		6 581	-29 296 545
Março	-4 408 985	-24 894 141		6 581	-29 296 545
Abril	-4 408 985	-24 894 141		6 581	-29 296 545
Maiο	-4 408 985	-24 894 141		6 581	-29 296 545
Junho	-4 408 985	-24 894 141		6 581	-29 296 545
Julho	-4 408 985	-24 894 141		6 581	-29 296 545
Agosto	-4 408 985	-24 894 141		6 581	-29 296 545
Setembro	-4 408 985	-24 894 141		6 581	-29 296 545
Outubro	-4 408 985	-24 894 141		6 581	-29 296 545
Novembro	-4 408 985	-24 894 141		6 581	-29 296 545
Dezembro	-4 408 985	-24 894 141		6 581	-29 296 545
Total	-52 907 819	-298 729 689	0	78 972	-351 558 536

Apresenta-se no quadro seguinte os valores a transferir pelo operador da rede de distribuição, referente aos custos com a convergência tarifária de 2006 e 2007 aos bancos cessionários do défice de 2006 e 2007 do continente, suportado pela EDP Serviço Universal.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009

E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 8-7 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos

Unidade: EUR

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2009		
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total
Janeiro	710 195	710 195	1 420 390,00	269 551	269 551	539 102	979 746	979 746	1 959 492
Fevereiro	710 195	710 195	1 420 390,00	269 551	269 551	539 102	979 746	979 746	1 959 492
Março	710 195	710 195	1 420 390,00	269 551	269 551	539 102	979 746	979 746	1 959 492
Abril	710 195	710 195	1 420 390,00	269 551	269 551	539 102	979 746	979 746	1 959 492
Maió	710 195	710 195	1 420 390,00	269 551	269 551	539 102	979 746	979 746	1 959 492
Junho	710 195	710 195	1 420 390,00	269 551	269 551	539 102	979 746	979 746	1 959 492
Julho	710 195	710 195	1 420 390,00	269 551	269 551	539 102	979 746	979 746	1 959 492
Agosto	710 195	710 195	1 420 390,00	269 551	269 551	539 102	979 746	979 746	1 959 492
Setembro	710 195	710 195	1 420 390,00	269 551	269 551	539 102	979 746	979 746	1 959 492
Outubro	710 195	710 195	1 420 390,00	269 551	269 551	539 102	979 746	979 746	1 959 492
Novembro	710 195	710 195	1 420 390,00	269 551	269 551	539 102	979 746	979 746	1 959 492
Dezembro	710 195	710 195	1 420 390,00	269 551	269 551	539 102	979 746	979 746	1 959 492
Total	8 522 340	8 522 340	17 044 680	3 234 612	3 234 612	6 469 224	11 756 952	11 756 952	23 513 904

8.5 DÉFICES TARIFÁRIOS 2006 E 2007 E DIFERENCIAL DE CUSTOS GERADOS EM 2009

Dando cumprimento ao estipulado na alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, divulga-se o saldo dos défices tarifários referentes a 2006 e 2007 por operador e no caso de o mesmo se encontrar titularizado, os bancos concessionários, identificando-se o montante global que se encontra em dívida e o montante recuperado nas tarifas de 2009.

Identifica-se ainda o montante de diferencial de custos gerados em 2009 com a aplicação de medidas excepcionais, ao abrigo do n.º 7 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto.

Quadro 8-8 – Custos não recuperados nas tarifas de 2009

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 31-12-2008	Valores incluídos nas tarifas de 2009	Saldo em dívida em 31-12-2009
RAA (Electricidade dos Açores)	103 479	14 850	94 266
Convergência tarifária de 2006	36 484	5 236	33 236
Convergência tarifária de 2007	66 995	9 614	61 030
RAM (Empresa de Electricidade da Madeira)	57 656	8 274	52 523
Convergência tarifária de 2006	13 338	1 914	12 151
Convergência tarifária de 2007	44 318	6 360	40 372
EDP Serviço Universal	163 855	23 514	149 267
Défice de BT de 2006	118 775	17 045	108 200
Continente	114 143	16 380	103 980
Regiões Autónomas	4 632	665	4 220
Défice de BTn de 2007	45 080	6 469	41 067
Continente	43 320	6 217	39 463
Regiões Autónomas	1 760	253	1 604
Total dos défices tarifários de 2006 e 2007	324 991	46 637	296 055
EDP Serviço Universal			1 723 151
Desvios de energia de 2007 e 2008			1 275 682
Diferencial do custo com a Produção em Regime Especial em 2009			447 469
Total			2 019 206

8.6 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2007 E 2008

Dando cumprimento ao estipulado na alínea b) do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro identificam-se por entidade regulada os montantes de ajustamentos referentes a 2007 e 2008 e respectivos juros.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009

E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 8-9 - Valor dos ajustamentos de 2007 e 2008 incluídos nos proveitos permitidos de 2009 da REN Trading

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2009	Ajustamento dos proveitos relativos a 2007	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2007	Ajustamento provisório calculado em 2007 e incluído nas tarifas de 2008	Juros do ajustamento provisório calculado em 2007 e incluído nas tarifas de 2008	Ajustamento do ano de 2007 a recuperar(-) a devolver (+) em 2009	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2008	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2008	Ajustamento provisório do ano de 2008 a recuperar(-) a devolver (+) em 2009	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2009
	(1)	(2) = (1) x [(1+5,447%) ² -1]	(3)	(4) = (3) x 5,447%	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = (6) x 5,298%	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
REN Trading	17 792	1 473			19 266	16 579	878	17 457	36 723

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

Quadro 8-10 - Valor dos ajustamentos de 2007 e 2008 incluídos nos proveitos permitidos de 2009 da REN

Unidade: 10³ EUR

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

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009

E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 8-11 - Valor dos ajustamentos de 2008 incluídos nos proveitos permitidos de 2009 da EDP Distribuição

Unidade: 10³ EUR

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

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

Quadro 8-12 - Valor dos ajustamentos de 2007 e 2008 incluídos nos proveitos permitidos de 2009 da EDP Serviço Universal

Unidade: 10³ EUR

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

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

Quadro 8-13 - Valor dos ajustamentos de 2007 incluídos nos proveitos permitidos de 2009 da EDA

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2007	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2007	Total dos ajustamentos em 2009 dos proveitos
	(1)	(2) = (1) x [1+5,447%] ² -1	(3)=(1)+(2)
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	11 332	1 268	12 600
Distribuição de Energia Eléctrica	2 412	270	2 682
Comercialização de Energia Eléctrica	1 774	198	1 972
EDA	15 518	1 737	17 255

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

Quadro 8-14 - Valor dos ajustamentos de 2007 incluídos nos proveitos permitidos de 2009 da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2007	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2007	Total dos ajustamentos a recuperar em 2009
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)
Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	3 177	356	3 532
Distribuição de Energia Eléctrica	-748	-84	-831
Comercialização de Energia Eléctrica	-132	-15	-147
EEM	2 297	257	2 554

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas

8.7 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES

8.7.1 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DE PORTUGAL CONTINENTAL

A EDP Distribuição enviou nova proposta de factores de ajustamento para perdas. Relativamente à rede de transporte, a REN não enviou qualquer proposta em 2008 para os factores de ajustamento para perdas relativos às redes de transporte de MAT e AT, mantendo-se assim inalterados os valores publicados em 2007 e a vigorar em 2008. As propostas foram analisadas no documento “Caracterização da Procura de Energia Eléctrica em 2009”.

Com base na proposta apresentada, publicam-se os factores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental, a vigorar em 2009. O quadro seguinte apresenta os factores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

Refira-se que serão ainda publicados para 2009 perfis de perdas com discriminação de 15 minutos para aplicação às quantidades de energia das carteiras dos comercializadores. Estes perfis serão consonantes com os factores de ajustamento para perdas agora determinados.

Quadro 8-15 - Factores de ajustamento para perdas nas redes de Portugal continental

	Períodos horários (h)			
	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio
γ_{MAT}^h	1,14	1,09	1,22	1,38
$\gamma_{MAT/RNT}^h$	1,44	1,39	1,52	1,68
γ_{AT}^h	1,55	1,37	1,07	0,95
γ_{MT}^h	4,77	4,18	3,19	2,78
γ_{BT}^h	7,32	6,52	5,61	3,40

8.7.2 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A Empresa Electricidade dos Açores (EDA) enviou à ERSE uma proposta de actualização dos valores para os factores de ajustamento para perdas nas suas redes de transporte e distribuição para 2009. A proposta foi analisada no documento “Caracterização da Procura de Energia Eléctrica em 2009”

Com base na proposta apresentada, publicam-se os factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores em AT e MT, a vigorar em 2009. O quadro seguinte apresenta os factores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

Os factores de ajustamento para perdas na Região Autónoma dos Açores apenas têm aplicação ao tratamento de consumidores no mercado livre. Dado que a liberalização do mercado de electricidade em Baixa Tensão apenas tem aplicação em Portugal continental, não se definem ainda os factores de ajustamento para perdas em Baixa Tensão para esta região autónoma.

Quadro 8-16 - Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma dos Açores

Ilha	Factor	Períodos horários (h)		
		Ponta	Cheias	Vazio
S. Maria	γ_{MT}^h	3,03	3,01	2,70
S. Miguel	γ_{AT}^h	0,25	0,25	0,27
	γ_{MT}^h	1,68	1,64	1,46
Terceira	γ_{MT}^h	3,47	3,34	2,57
Graciosa	γ_{MT}^h	0,37	0,36	0,33
S. Jorge	γ_{MT}^h	2,73	2,68	2,19
Pico	γ_{MT}^h	4,47	4,41	3,88
Faial	γ_{MT}^h	2,11	2,09	1,56
Flores	γ_{MT}^h	1,67	1,67	1,60
Corvo	γ_{MT}^h	1,50	1,55	1,86

8.7.3 FACTORES DE AJUSTAMENTO PARA PERDAS NAS REDES DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A Empresa de Electricidade da Madeira (EEM) enviou à ERSE a proposta de valores para os factores de ajustamento para perdas nas suas redes para 2009, resultado de um estudo efectuado pela empresa para as ilhas da Madeira e de Porto Santo. A proposta foi analisada no documento “Caracterização da Procura de Energia Eléctrica em 2009”.

Com base na proposta apresentada, publicam-se os factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira em AT e MT a vigorar em 2009. O quadro seguinte apresenta os factores de ajustamento para perdas, expressos em percentagem, diferenciados por nível de tensão e por período horário.

Os factores de ajustamento para perdas na Região Autónoma da Madeira apenas têm aplicação ao tratamento de consumidores no mercado livre. Dado que a liberalização do mercado de electricidade em

Baixa Tensão apenas tem aplicação em Portugal continental, não se definem ainda os factores de ajustamento para perdas em Baixa Tensão para esta região autónoma.

Quadro 8-17 - Factores de ajustamento para perdas nas redes da Região Autónoma da Madeira

Ilha	Factor	Períodos horários (h)		
		Ponta	Cheias	Vazio
Madeira	γ_{AT}^h	0,73	0,70	0,60
	γ_{MT}^h	2,84	2,69	2,16
Porto Santo	γ_{MT}^h	2,41	2,30	2,15

8.8 PERÍODOS HORÁRIOS

No decurso da revisão dos regulamentos do sector eléctrico em 2008, o Conselho Tarifário recomendou a reanálise dos períodos horários em vigor, em especial nos períodos aplicáveis à tarifa bi-horária. Assim a ERSE procedeu à actualização dos estudos de localização de períodos horários do ciclo diário no Continente e nas Regiões Autónomas (apresentada no documento anexo “Localização de períodos tarifários no ciclo diário para 2009”). Na sequência desse estudo apresenta-se uma nova localização para os períodos horários no ciclo diário.

Os períodos horários de entrega de energia eléctrica a clientes finais previstos nos Artigos 26.º e 33.º do Regulamento Tarifário são diferenciados da forma que se indica no quadro seguinte. Incluem-se também no quadro os novos períodos horários em ciclo diário em Portugal Continental, bem como os novos períodos horários nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, conforme documento anexo.

No Continente, os clientes de MAT, AT e MT podem optar entre 2 localizações alternativas no ciclo semanal.

Os clientes em AT, MT e BTE nas Regiões Autónomas podem de igual modo optar por um ciclo diário alternativo.

Quadro 8-18 - Períodos horários**PORTUGAL CONTINENTAL**

Ciclo semanal para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento:

Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental	
Período de hora legal de Inverno	Período de hora legal de Verão
De segunda-feira a sexta-feira	De segunda-feira a sexta-feira
Ponta: 09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta: 09.15/12.15 h
Cheias: 07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias: 07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio: 02.00/06.00 h	Super vazio: 02.00/06.00 h
Sábado	Sábado
Cheias: 09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias: 09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio: 02.00/06.00 h	Super vazio: 02.00/06.00 h
Domingo	Domingo
Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal: 00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio: 02.00/06.00 h	Super vazio: 02.00/06.00 h

Ciclo semanal opcional para os clientes em MAT, AT e MT:

Ciclo semanal opcional para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	17.00/22.00 h	Ponta:	14.00/17.00 h
Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/17.00 h 22.00/24.00 h	Cheias:	00.00/00.30 h 07.30/14.00 h 17.00/24.00 h
Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h	Vazio normal:	00.30/02.00 h 06.00/07.30 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	10.30/12.30 h 17.30/22.30 h	Cheias:	10.00/13.30 h 19.30/23.00 h
Vazio normal:	00.00/03.00 h 07.00/10.30 h 12.30/17.30 h 22.30/24.00 h	Vazio normal:	00.00/03.30 h 07.30/10.00 h 13.30/19.30 h 23.00/24.00 h
Super vazio:	03.00/07.00 h	Super vazio:	03.30/07.30 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/04.00 h 08.00/24.00 h
Super vazio:	04.00/08.00 h	Super vazio:	04.00/08.00 h

Ciclo diário para todos os clientes em BTN e BTE:

Ciclo diário para BTE e BTN em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.00/10.30 h 18.00/20.30 h	Ponta:	10.30/13.00 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.00 h 10.30/18.00 h 20.30/22.00 h	Cheias:	08.00/10.30 h 13.00/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h	Vazio normal:	06.00/08.00 h 22.00/02.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Parâmetros para a definição das tarifas

Ciclo diário transitório para os clientes em BTN com equipamento de medição que não disponha de capacidade de adaptação aos novos períodos horários:

Ciclo diário transitório para BTN bi-horária em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Fora de Vazio:	08.00/22.00 h	Fora de Vazio:	09.00/23.00 h
Vazio:	22.00/08.00 h	Vazio:	23.00/09.00 h

Ciclo diário transitório para todos os clientes em MT, AT e MAT:

Ciclo diário transitório para MAT, AT e MT em Portugal Continental			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.30/11.30 h 19.00/21.00 h	Ponta:	10.30/12.30 h 20.00/22.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.30/19.00 h 21.00/22.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 12.30/20.00 h 22.00/23.00 h
Vazio normal:	22.00/02.00 h 06.00/08.00 h	Vazio normal:	23.00/02.00 h 06.00/09.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Ciclo diário para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento:

Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAA			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.30/11.00 h 17.30/20.00 h	Ponta:	09.00/11.30 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.00/17.30 h 20.00/22.00 h	Cheias:	08.00/09.00 h 11.30/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h	Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h
Super Vazio:	01.30/05.30 h	Super Vazio:	01.30/05.30 h

Ciclo diário opcional para os clientes em MT e BTE:

Ciclo diário opcional para MT e BTE na RAA			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	17.00/21.00 h	Ponta:	09.00/11.30 h 19.30/21.00 h
Cheias:	08.00/17.00 h 21.00/22.00 h	Cheias:	08.00/09.00 h 11.30/19.30 h 21.00/22.00 h
Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h	Vazio Normal:	05.30/08.00 h 22.00/01.30 h
Super Vazio:	01.30/05.30 h	Super Vazio:	01.30/05.30 h

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Ciclo diário para todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento:

Ciclo diário para todos os fornecimentos na RAM			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	10.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	10.30/13.00 h 20.30/22.00 h
Cheias:	09.00/10.30 h 12.00/18.30 h 21.00/23.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 13.00/20.30 h 22.00/23.00 h
Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h	Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h
Super Vazio:	02.00/06.00 h	Super Vazio:	02.00/06.00 h

Ciclo diário opcional para os clientes em AT, MT e BTE:

Ciclo diário opcional para AT, MT e BTE na RAM			
Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	18.00/22.00 h	Ponta:	10.30/13.00 h 20.30/22.00 h
Cheias:	09.00/18.00 h 22.00/23.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 13.00/20.30 h 22.00/23.00 h
Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h	Vazio Normal:	06.00/09.00 h 23.00/02.00 h
Super Vazio:	02.00/06.00 h	Super Vazio:	02.00/06.00 h

O período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio.

O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

Para os clientes em MT, AT ou MAT com ciclo semanal, consideram-se os feriados nacionais como domingos.

8.8.1 REGRA TRANSITÓRIA DE APLICAÇÃO DO CICLO DIÁRIO QUANDO OS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO NÃO ESTEJAM ADAPTADOS AO NOVO HORÁRIO DO CICLO DIÁRIO

A alteração dos horários do ciclo diário no Continente e nas Regiões Autónomas com efeitos a partir de Janeiro de 2009 obriga à adaptação dos equipamentos e sistemas de medição e de gestão comercial dos consumos, de modo a registar os consumos agregados nas novas matrizes horárias ou a agregar os consumos de acordo com essas matrizes.

Esta adaptação dos equipamentos de medição requererá, na generalidade das situações, deslocações ao local de consumo para efectuar a parametrização do equipamento.

Assim, e enquanto o equipamento não tenha sido adaptado ao novo horário do ciclo de contagem, aplica-se o ciclo diário em vigor em 2008.

Após a adaptação do equipamento de medição, o operador de rede deverá informar o cliente desse facto e dos novos horários aplicáveis ao seu caso.

9 PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

9.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

9.1.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 151.º, 201.º e 56.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), aprovado pelo Despacho n.º 18 993-A/2005, de 31 de Agosto com a última redacção que lhe foi dada pelo Despacho n.º 22 393/2008, de 29 de Agosto, prevêem, respectivamente, a fixação anual dos seguintes valores:

- Preços de leitura extraordinária.
- Quantia mínima a pagar em caso de mora.
- Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica.

No caso específico da Região Autónoma dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), os artigos 243.º, 250.º e 251.º do RRC prevêem a existência de preços regulados, respectivamente para a realização de leituras extraordinárias, para a quantia mínima em caso de mora e para os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica.

O RRC estabelece ainda que os operadores de rede ou os comercializadores de último recurso, consoante o caso, devem apresentar, anualmente, até 15 de Setembro, propostas fundamentadas à ERSE para fixação dos preços acima referidos, para vigorarem no ano seguinte.

São apresentadas de seguida e de forma sumária as disposições do RRC consideradas relevantes para a análise desta matéria.

PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

O artigo 150.º do RRC estabelece que os operadores de rede podem promover a realização de uma leitura extraordinária nas seguintes situações:

- Clientes em BTN – quando por facto imputável ao cliente, após uma tentativa de leitura, observado o aviso previsto no artigo 149.º do RRC, não for possível o acesso ao equipamento de medição, para efeitos de leitura, durante um período que não deve ultrapassar os 6 meses consecutivos e não existindo qualquer comunicação por parte do cliente sobre os dados de consumo durante o mesmo período.

- Restantes clientes – quando por facto imputável ao cliente, após duas tentativas de leitura, não for possível o acesso ao equipamento de medição para efeitos de leitura, durante um período que não deve ultrapassar os 6 meses consecutivos.

O n.º 3 do artigo 150.º do RRC prevê que os operadores de rede possam exigir ao cliente o pagamento dos encargos suportados com as leituras extraordinárias, quando estas ocorram nas situações acima mencionadas. O artigo 151.º do RRC estabelece que os preços de leitura extraordinária são publicados anualmente pela ERSE, na sequência de propostas fundamentadas dos operadores de rede.

No caso específico das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o artigo 242.º do RRC estabelece que se aplicam, com as necessárias adaptações, àquelas regiões, as disposições constantes do Capítulo IX do mesmo RRC, onde se integram, entre outras, as matérias relativas à realização de leituras extraordinárias e respectivos preços regulados. Por sua vez, o artigo 243.º do RRC confere à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM os direitos e obrigações atribuídas no mencionado Capítulo IX aos operadores das redes de transporte e de distribuição.

QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os n.ºs 1 e 2 do artigo 201.º do RRC estabelecem que o não pagamento da factura dentro do prazo estipulado para o efeito constitui o cliente em mora, ficando este sujeito à cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do dia seguinte ao do vencimento da factura.

O n.º 3 do referido artigo 201.º estabelece que, nos casos de atrasos de pagamento de clientes em BTN, em que o valor resultante do cálculo dos juros de mora não atinja uma quantia mínima que cubra exclusivamente os custos de processamento administrativo originados pelo atraso, esses clientes podem ficar sujeitos ao pagamento dessa quantia mínima.

O n.º 4 do referido artigo 201.º do RRC estabelece que o valor da quantia mínima seja publicado anualmente pela ERSE, com base nas propostas fundamentadas dos comercializadores de último recurso. A este respeito, o artigo 250.º do RRC define que, para efeitos do disposto no n.º 4 do artigo 201.º, cumpre à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM a apresentação das respectivas propostas para o valor da quantia mínima a pagar em caso de mora.

PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E DE RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O n.º 6 do artigo 55.º do RRC prevê que do pré-aviso de interrupção do fornecimento de energia eléctrica devem constar, nomeadamente os preços devidos ao operador de rede pelos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica, após uma interrupção de fornecimento por

razão imputável ao cliente. Por outro lado, o n.º 2 do artigo 56.º do RRC prevê que os clientes de BT possam solicitar o restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos máximos definidos no RQS, mediante o pagamento de uma quantia a fixar pela ERSE.

Os n.ºs 3 e 4 do artigo 56.º estabelecem que os preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento, bem como a quantia que pode ser cobrada aos clientes em BT pelo serviço de restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica, são publicados anualmente pela ERSE, na sequência de propostas fundamentadas dos operadores de rede. O artigo 251.º do RRC estabelece que se aplicam, com as necessárias adaptações, às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, as disposições constantes da Secção IV do Capítulo IV do mesmo RRC, onde se integram, entre outras, as matérias relativas à definição dos preços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica.

9.1.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

9.1.2.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

EDP DISTRIBUIÇÃO

Os valores propostos pela EDP Distribuição para os preços da leitura extraordinária em 2009 são os indicados no Quadro 9-1, correspondendo à actualização dos preços em vigor em 2008 pelo deflador do consumo privado (índice de preços implícitos no consumo privado) previsto pela empresa para 2009 (2,1%).

Quadro 9-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição

Unidade: EUR¹³

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2008	Preços propostos pela EDP para 2009	Variação (%)
MT (sem telecontagem)	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,40	6,53	2,0
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,77	25,29	2,1
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,61	31,25	2,1
BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,40	6,53	2,0
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,77	25,29	2,1
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,61	31,25	2,1
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,73	4,83	2,1
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,17	21,61	2,1
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,00	27,57	2,1

Aos valores indicados no Quadro 9-1 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Na sua proposta de preços para a leitura extraordinária, a EDP Distribuição menciona a realização de 989 leituras extraordinárias a clientes em BTN durante o ano de 2007, das quais 5 foram facturadas aos clientes. O valor global facturado em 2007 a clientes em BTN ascendeu a 22,95 euros (valor sem IVA).

Já durante o primeiro semestre de 2008, foram realizadas 613 leituras extraordinárias a clientes em BTN, tendo sido facturadas 118, a que correspondeu o valor global de 555,64 euros (valor sem IVA).

A EDP Distribuição justifica a discrepância entre o número de leituras extraordinárias realizado e o valor facturado com o facto de só algumas das leituras extraordinárias terem sido efectuadas após ter decorrido o período máximo estabelecido regulamentarmente sem que tenha sido possível, por facto imputável ao cliente, realizar a leitura dos equipamentos de medição, condição necessária para exigir ao cliente o valor definido para a realização da leitura extraordinária.

A EDP Distribuição refere, ainda, na sua proposta que, de acordo com a sua organização actual, as leituras extraordinárias de instalações de clientes em MT (sem telecontagem), BTE e BTN são, em regra, efectuadas por empreiteiros contratados e que os valores negociados para vigorarem no ano de 2009, a que acrescem 20% relativos aos custos administrativos e de estrutura, são os indicados no Quadro 9-2.

¹³ No presente capítulo a variação percentual entre os preços em vigor em 2008 e os preços propostos para 2009 é calculada da seguinte forma: $[P_{2009}/P_{2008}-1] \times 100$, em que P_{2008} é o preço no ano 2008 e P_{2009} é o preço proposto para 2009.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Preços de serviços regulados

Quadro 9-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2009

Unidade: EUR

Cliente	Leitura Extraordinária	Tarefa (Prestadores de serviços)	Custos Administrativos	Custo Total
MT (sem telecontagem)	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	9,70	1,94	11,64
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	38,95	7,79	46,74
	Sábados, domingos e feriados (09:00 às 17:00 horas)	58,43	11,69	70,12
BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	9,70	1,94	11,64
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	38,95	7,79	46,74
	Sábados, domingos e feriados (09:00 às 17:00 horas)	58,43	11,69	70,12
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	9,05	1,81	10,86
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	38,95	7,79	46,74
	Sábados, domingos e feriados (09:00 às 17:00 horas)	58,43	11,69	70,12

Da análise do quadro anterior verifica-se que os custos associados à realização de leituras extraordinárias são significativamente superiores aos valores propostos pela EDP Distribuição. No entanto, considerando o interesse em fomentar a recolha de leituras reais dos equipamentos de medição, a EDP Distribuição propõe que os preços das leituras extraordinárias a vigorar em 2009 resultem dos preços em vigor em 2008 actualizados pelo deflator do consumo privado previsto pela empresa para 2009 (2,1%).

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

A EDA propõe que os preços de realização de leituras extraordinárias em 2009 correspondam aos preços em vigor em 2008 actualizados pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (3%).

Os preços propostos pela EDA para vigorar em 2009 são os indicados no Quadro 9-3.

Quadro 9-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDA

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2008	Preços propostos pela EDA para 2009	Variação (%)
MT, BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,25	6,44	3,0
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,22	24,95	3,0
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,92	30,82	3,0
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,63	4,77	3,0
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,69	21,31	3,0
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,40	27,19	3,0

Aos valores indicados no Quadro 9-3 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe que os preços de realização de leituras extraordinárias em 2009 correspondam aos preços em vigor em 2008 actualizados pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (2,6%).

Os valores propostos pela EEM para os preços de realização de leituras extraordinárias em 2009 são os constantes do Quadro 9-4. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços actualmente em vigor e os preços propostos para 2009.

Quadro 9-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EEM

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2008	Preços propostos pela EEM para 2009	Variação (%)
AT, MT, BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,19	6,35	2,6
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	17,09	17,53	2,6
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,17	24,8	2,6
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,19	6,35	2,6
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	17,09	17,53	2,6
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,17	24,8	2,6

Aos valores indicados no Quadro 9-4 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

9.1.2.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

A EDP Serviço Universal propõe para 2009, nos termos do artigo 201.º do RRC, a adopção dos mesmos valores da quantia mínima que foram aprovados para vigorar em 2008. De igual modo, a EEM propôs, para a RAM, a adopção em 2009 dos mesmos valores que coincidem com a proposta da EDP Serviço Universal.

Em sentido inverso e à semelhança do que havia feito em anos anteriores, a EDA propôs, para a RAA, a adopção, para a quantia mínima em caso de mora, de valores diferentes dos que vigoram na RAA em 2008 e dos que foram propostos pela EDP Serviço Universal e pela EEM para 2009.

Os valores comuns às propostas da EDP Serviço Universal e da EEM constam do Quadro 9-5. Recorde-se que estes valores se mantêm inalterados em Portugal continental desde 1999, data da sua primeira publicação pela ERSE.

Quadro 9-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta EDP Serviço Universal e EEM

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2008	Preços propostos para 2009	Variação (%)
Até 8 dias	1,25	1,25	0,0
Mais de 8 dias	1,85	1,85	0,0

No Quadro 9-6 apresentam-se os montantes facturados pela EDP Serviço Universal relativamente às quantias mínimas.

Quadro 9-6 - Facturação de quantias mínimas pela EDP Serviço Universal

Unidade: EUR

Período	Atraso no pagamento até 8 dias	Atraso no pagamento superior a 8 dias	Total
2007	1 721 394	2 951 143	4 672 537
1.º semestre de 2008	888 309	1 510 046	2 398 355

Os valores propostos pela EDA, relativamente à quantia mínima em caso de mora, para vigorar na RAA, constam do Quadro 9-7, correspondendo, de acordo com a justificação apresentada pela empresa, ao valor em vigor em 2008 actualizado pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (3%).

Quadro 9-7 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta EDA

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2008	Preços propostos para 2009	Variação (%)
Até 8 dias	1,25	1,29	3,2
Mais de 8 dias	1,85	1,91	3,2

9.1.2.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA

REN – REDE ELÉCTRICA NACIONAL

A entidade concessionária da RNT não apresentou qualquer proposta de alteração aos valores vigentes para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica. Os valores que se encontram em vigor em 2008 são os que constam do Quadro 9-8.

Quadro 9-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica – clientes em MAT

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2008	Preços propostos pela REN para 2009	Variação (%)
MAT	Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo			
	Interrupção	120,33	-----	-----
	Restabelecimento	120,33	-----	-----
	Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação)			
	Interrupção	826,31	-----	-----
	Restabelecimento	826,31	-----	-----

Os valores constantes do Quadro 9-8 estão sujeitos à aplicação de IVA à taxa legal em vigor.

EDP DISTRIBUIÇÃO

Os valores dos preços de serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica propostos pela EDP Distribuição são apresentados no Quadro 9-9. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços actualmente em vigor e os preços propostos para 2009.

Quadro 9-9 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EDP Distribuição

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2008	Preços propostos pela EDP para 2009	Variação (%)
AT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	76,77	81,38	6,0
	Restabelecimento	76,77	81,38	6,0
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	808,54	825,06	2,0
	Restabelecimento	971,23	991,08	2,0
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	56,03	57,17	2,0
	Restabelecimento	96,37	98,34	2,0
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	234,36	239,15	2,0
	Restabelecimento	236,21	241,04	2,0
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	10,64	10,85	2,0
	Restabelecimento	10,64	10,85	2,0
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	10,92	11,27	3,2
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	25,03	25,54	2,0
	Restabelecimento	25,03	25,54	2,0
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	56,75	57,90	2,0
	Restabelecimento	56,75	57,90	2,0
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	20,22	45,19	123,5
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	10,40	10,62	2,1
	Restabelecimento	10,40	10,62	2,1
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	10,92	11,15	2,1
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	25,03	25,54	2,0
	Restabelecimento	25,03	25,54	2,0
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	56,75	57,90	2,0
	Restabelecimento	56,75	57,90	2,0
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	18,64	19,03	2,1

Aos valores indicados no Quadro 9-9 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Preços de serviços regulados

À semelhança do que acontece para as restantes situações de preços propostos no âmbito do RRC, a EDP Distribuição, no que diz respeito aos preços de serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica, considera a estrutura de custos das tarefas específicas associadas, realizadas por prestadores de serviços, a que acresce uma parcela de 20% relativa a custos administrativos e de estrutura.

O Quadro 9-10 apresenta os valores das tarefas executadas pelos prestadores de serviços da EDP Distribuição, associados aos preços propostos pela empresa para os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica.

Quadro 9-10 - Valores das tarefas associadas aos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica

Unidade: EUR

Serviços		Tarefa (Prestadores de Serviços)	Custos Administrativos	Custo Total
AT	Interrupção sem meios especiais	67,82	13,56	81,38
	Restabelecimento sem meios especiais	67,82	13,56	81,38
	Interrupção com meios especiais TET	687,55	137,51	825,06
	Restabelecimento com meios especiais TET	825,90	165,18	991,08
MT	Interrupção sem meios especiais	47,64	9,53	57,17
	Restabelecimento sem meios especiais	81,95	16,39	98,34
	Interrupção com meios especiais TET	199,29	39,86	239,15
	Restabelecimento com meios especiais TET	200,86	40,17	241,03
BTE/BTN	Interrupção	9,05	1,81	10,86
	Restabelecimento	9,05	1,81	10,86
	Revisão de Corte	9,05	1,81	10,86
	Interrupção e restabelecimento	18,09	3,62	21,71
	Ligação/desligação Cabo torsada - chegada aérea	21,29	4,26	25,55
	Ligação/desligação Cabo - chegada subterrânea	15,56	3,11	18,67
	Montagem/desmontagem Caixa união - chegada subterrânea	4,55	0,91	5,46
	Abertura/reposição vala - chegada subterrânea	28,14	5,63	33,77
	Enfiamento/desenfiamento Condutores de entrada	9,39	1,88	11,27
	Tarefa urgente BT/IP/CHG/Clientes	38,41	7,79	46,2
	Tarefa urgente especial BT/IP/CHG/Clientes	57,62	11,69	69,31

Os preços propostos pela EDP Distribuição coincidem com os indicados no quadro anterior (incluindo encargos administrativos), com as seguintes excepções:

- Interrupção e restabelecimento em BTN, em que a EDP Distribuição limita o aumento de preço ao valor previsto pela empresa para 2009 do deflator para o consumo privado (2,1%). Por esta razão, o valor proposto para os serviços de interrupção e restabelecimento em BTN é de 10,62 euros (em vez do valor de 10,86 euros apresentado no Quadro 1-10).
- Restabelecimento urgente no caso de clientes em BTN, em que a EDP Distribuição limita o aumento de preço ao valor previsto pela empresa para 2009 do deflator para o consumo privado

(2,1%). Por esta razão, o valor proposto para o serviço de restabelecimento urgente em BTN é de 19,03 euros (em vez do valor de 45,19 euros cujo cálculo é apresentado mais abaixo).

A grande maioria dos preços propostos pela EDP Distribuição regista variações iguais ou inferiores a 2,1% (valor do deflator do consumo privado previsto pela empresa para 2009). Os preços propostos que apresentam variações superiores a este valor são os seguintes:

- Interrupção e restabelecimento em AT, sem utilização de meios especiais (6%).
- Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação em BTE (3,2%).
- Adicional para restabelecimento urgente de fornecimento em BTE (123,5%).

No primeiro caso a justificação apresentada pela EDP Distribuição refere que estes trabalhos, embora não utilizem meios especiais, terão de ser obrigatoriamente efectuados por equipas com formação de trabalhos em tensão (TET). Refere ainda que o novo contrato de empreitada contínua, negociado em Setembro de 2007, passou a diferenciar os custos de mão de obra para as funções de “encarregado” e “electricista” com formação de trabalhos em tensão (TET), verificando-se aumentos nos preços de referência de, respectivamente, 15% e 27%, que constituem os principais factores que justificam o aumento global na prestação deste serviço em 6%.

No segundo caso, as razões apontadas prendem-se também com o aumento do custo de mão-de-obra que consta do novo contrato de empreitada contínua acima referido.

Finalmente a empresa justifica o agravamento no valor proposto do adicional para o serviço de restabelecimento urgente do fornecimento em BTE, como resultado da alteração do contrato de empreitada contínua e da adopção de uma nova metodologia de cálculo do preço deste serviço.

A metodologia apresentada considera o número esperado de intervenções a solicitar a cada prestador de serviço, função da zona de qualidade em questão (A, B ou C) e do número de contratos activos de cada concelho. Foram definidos dois tipos de contratos para os diversos prestadores de serviços. Um dos contratos apresenta para além de um custo fixo (associado a vários serviços e não exclusivamente ao de restabelecimento urgente), um custo variável de 38,41 euros. O segundo tipo de contrato, apresenta exclusivamente um custo variável de 57,62 euros. De acordo com a informação da EDP Distribuição, a cada um destes contratos corresponde respectivamente 60,25% e 39,75% do número total de contratos de fornecimento activos dos clientes em BT, pelo que o preço médio de referência considerado para esta tarefa é determinado através de uma ponderação dos valores acima apresentados ($38,41 \text{ euros} \times 60,25\% + 57,62 \text{ euros} \times 39,75\%$). Este valor de referência, é multiplicado por um factor representativo da variação de preços das matérias-primas, 1,0141, a que acrescem 20% relativos aos custos administrativos, obtendo-se um preço final de 56,04 euros. Tratando-se de um adicional a pagar pelo serviço urgente, torna-se necessário deduzir a este valor 10,85 euros (valor da tarefa de restabelecimento em BTN/BTE), obtendo-se o valor de 45,19 euros para o adicional do serviço

de restabelecimento urgente do fornecimento em BTE. O valor proposto representa um aumento de 28,5% relativamente à proposta apresentada no ano transacto e um aumento de 123,5% relativamente ao valor em vigor em 2008. De referir que o número de situações de restabelecimentos urgentes para clientes BTE representa uma percentagem da ordem dos 0,5% do total destas intervenções.

Importa ainda esclarecer que o valor proposto para os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica para clientes em BTE no caso de intervenções especiais ao nível de chegadas subterrâneas (57,90 euros) resulta da adição dos custos das seguintes tarefas:

- Montagem / desmontagem de caixa de união (5,46 euros).
- Ligação / desligação de cabo BT (18,67 euros).
- Abertura / reposição de 1 metro de vala (33,77 euros).

De acordo com a informação enviada à ERSE pela EDP Distribuição, o número de situações tipificadas como de prestação de serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica, durante o ano 2007 e primeiro semestre de 2008 distribuem-se de acordo com o Quadro 9-11.

Quadro 9-11 - Número de ordens de serviço relativas a interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica

Cliente	Actividades	Ano 2007	1.º Semestre 2008
AT	Interrupção: sem utilização de meios especiais	1	0
	Restabelecimento: com meios especiais	1	0
MT	Interrupção: sem utilização de meios especiais	604	145
	com utilização de meios especiais	1021	306
	Restabelecimento: sem utilização de meios especiais	1	0
	com utilização de meios especiais	1052	286
BTE	Interrupção	900	384
	Restabelecimento	1 204	265
BTN	Interrupção	228 283	118 079
	Revisão de corte	49 171	19 292
	Restabelecimento	165 220	92 879

Nota: Questionada a EDP Distribuição sobre a discrepância entre o número de restabelecimentos e o número de interrupções, a empresa informou existirem falhas significativas nos sistemas informáticos corporativos no registo destas intervenções, com relevo para as verificadas no 3º trimestre de 2007.

Em 2007 e no 1.º semestre de 2008, o número de solicitações de restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica e os montantes cobrados a clientes foram os seguintes:

- 2007 – 7 103 restabelecimentos urgentes, a que correspondeu a cobrança de 154 212,55 euros.
- 1.º Semestre de 2008 – 5 771 restabelecimentos urgentes, a que correspondeu a cobrança de 128 954 euros.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

A EDA propõe a actualização dos preços em vigor em 2008 de acordo com a taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (3%).

O Quadro 9-12 apresenta os valores propostos pela EDA para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica.

Quadro 9-12 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EDA

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2008 na RAA	Preços propostos pela EDA para 2009	Variação (%)
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	49,04	50,51	3,0
	Restabelecimento	49,04	50,51	3,0
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	433,73	446,74	3,0
	Restabelecimento	433,73	446,74	3,0
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	13,75	14,16	3,0
	Restabelecimento	13,75	14,16	3,0
	Adicional para operação de soldadura, ou dessoldadura	10,69	11,01	3,0
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	25,25	26,01	3,0
	Restabelecimento	25,25	26,01	3,0
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	50,52	52,04	3,0
	Restabelecimento	50,52	52,04	3,0
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica			
	Clientes em BTE	20,40	21,01	3,0
Clientes em BTN	18,68	19,24	3,0	

Aos valores indicados no Quadro 9-12 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A proposta da EEM para os preços de serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica corresponde a uma actualização dos valores em vigor em 2008 pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (2,6%).

Os valores propostos pela EEM, no âmbito do artigo 251.º do RRC, são os constantes do Quadro 9-13.

Quadro 9-13 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica - Proposta EEM

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2008 na RAM	Preços propostos pela EEM para 2009	Variação (%)
AT, MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	23,71	24,33	2,6
	Restabelecimento	23,71	24,33	2,6
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	91,48	93,86	2,6
	Restabelecimento	91,48	93,86	2,6
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	10,02	10,28	2,6
	Restabelecimento	10,02	10,28	2,6
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	22,50	23,09	2,6
	Restabelecimento	22,50	23,09	2,6
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	65,07	66,76	2,6
	Restabelecimento	65,07	66,76	2,6
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica			
Clientes em BTE	20,40	20,93	2,6	
Clientes em BTN	18,64	19,12	2,6	

Aos indicados no Quadro 9-13 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

9.1.3 VALORES A VIGORAR EM 2009

9.1.3.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

PORTUGAL CONTINENTAL

A necessidade de realização de leituras extraordinárias está associada ao facto de um elevado número de contadores se situar no interior das residências dos clientes, o que impede o acesso directo aos contadores durante a realização das leituras normais (previstas nos roteiros de leitura). Esta situação ganha maior relevância pelo facto de, em muitos casos, os clientes se encontrarem ausentes das suas residências durante a realização das leituras normais (dias úteis, das 8 às 17 horas).

A proposta da EDP Distribuição para os valores dos preços a vigorar em 2009 para a realização de leituras extraordinárias considera uma actualização dos preços em vigor em 2008 pelo valor da variação do deflator do consumo privado (índice de preços implícitos no consumo privado)¹⁴, tendo, para o efeito, considerado um valor de 2,1% para 2008. A ERSE entendeu, no entanto, considerar para o mesmo índice as últimas estimativas divulgadas pela Comissão Europeia, que consideram o valor de 2,4%.¹⁵

Da proposta da EDP Distribuição constam os valores negociados com os prestadores de serviço para a realização de leituras extraordinárias, verificando-se que os valores de custo final são superiores aos valores propostos pela empresa, reconhecendo a EDP Distribuição que, dessa forma, se fomenta o número de leituras reais dos equipamentos de medição.

A ERSE reconhece o interesse para o sistema eléctrico da realização de leituras extraordinárias, designadamente para prevenir situações de consumo fraudulento, considerando-se indispensável que os operadores de rede ofereçam aos clientes a possibilidade de realização destes serviços a preços acessíveis e em horários alargados, pelo que se considera adequada a abordagem da EDP Distribuição na elaboração da sua proposta.

Considerando as razões expostas, a ERSE aceita a metodologia proposta pela EDP Distribuição, no que concerne à realização de leituras extraordinárias de equipamentos de medição, com a alteração referida no valor do índice de preços implícitos no consumo privado.

¹⁴ O índice de preços implícitos no consumo privado (IP) é o indicador mais adequado para limitar acréscimos dos preços dos serviços regulados em todos os níveis de tensão e em todo o território nacional, na medida em que o IP recolhe os preços de todos os bens e serviços consumidos numa economia, incluindo os preços de energia eléctrica em todos os níveis de tensão.

¹⁵ Valor de acordo com as últimas estimativas da Comissão Europeia (Economic Forecasts – Autumn 2008).

Assim, em 2009, os preços a cobrar em Portugal continental pela realização de leituras extraordinárias dos consumos de energia eléctrica, previstos no Artigo 151.º do RRC, são os constantes do Quadro 9-14.

Quadro 9-14 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2009

Unidade: EUR

Clientes	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,55
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	25,36
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,34
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,84
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,68
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,65

Aos valores constantes do Quadro 9-14 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes em Portugal continental que se encontrem integrados no sistema de telecontagem não serão aplicados os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 9-14.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Para 2009, a EDA propõe a actualização dos preços em vigor em 2008 pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (3,0%).

Conforme anteriormente referido, a ERSE considera que o índice de preços implícitos no consumo privado é o indicador mais adequado para limitar acréscimos dos preços dos serviços regulados, tendo considerado o valor deste índice para 2009 divulgado pela Comissão Europeia (2,4%). Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAA em 2009 são os constantes do Quadro 9-15.

Quadro 9-15 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2009

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,40
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,80
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,64
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,74
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,19
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,03

Na RAA, a BTN inclui todos os contratos com potência contratada inferior ou igual a 215 kVA.

Aos valores constantes do Quadro 9-15 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes da RAA integrados no sistema de telecontagem não serão aplicados os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 9-15.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Para 2009, a EEM propõe a actualização dos preços em vigor em 2008 pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (2,6%). Conforme anteriormente referido, considera-se mais adequado utilizar o valor previsto para o índice de preços implícitos no consumo privado (2,4%) para limitar o acréscimo dos preços actualmente em vigor. Deste modo, os valores a vigorar em 2009 são os constantes do Quadro 9-16.

Quadro 9-16 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2009

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,34
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	17,50
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,75
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,34
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	17,50
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	24,75

Na RAM, a BTN inclui todos os contratos com potência contratada inferior ou igual a 62,1 kVA.

Aos valores constantes do Quadro 9-16 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes da RAM integrados no sistema de telecontagem não serão aplicados os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 9-16.

9.1.3.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os valores para a quantia mínima a pagar em caso de mora mantêm-se inalterados desde 1999, ano em que foram aprovados pela primeira vez pela ERSE, tendo em 2004 sido adoptados para a RAA e para a RAM. A primeira aprovação destes valores esteve condicionada à demonstração de que os mesmos se destinavam exclusivamente a suprir os custos administrativos incorridos com a existência de atrasos de pagamento por parte dos clientes.

Recorde-se que a quantia mínima é aplicada somente aos clientes em BTN nos casos em que o valor dos juros de mora é muito reduzido e não cobre os custos adicionais de processamento administrativo motivados pelo atraso no pagamento das facturas de energia eléctrica.

As propostas da EDP Distribuição e da EEM para 2009 são coincidentes e correspondem aos valores em vigor desde 1999.

Tal como no ano anterior, a proposta da EDA não tem por base os pressupostos previstos no Regulamento de Relações Comerciais, que estabelece que no cálculo da quantia mínima devem ser considerados exclusivamente os custos de processamento administrativos originados pelo atraso de pagamento da factura.

Deste modo, a ERSE aceita as propostas da EDP Distribuição e da EEM. No que respeita à EDA, na ausência de justificação rigorosa de que os valores propostos correspondem exclusivamente aos custos administrativos incorridos com a existência de atrasos de pagamento por parte dos clientes como determina o RRC, a ERSE considera adequado manter os valores actualmente em vigor (iguais aos que vigoram na RAM e em Portugal continental).

Face ao exposto, a ERSE decidiu adoptar os mesmos valores de quantia mínima em caso de mora em Portugal continental, na RAA e na RAM aprovados para vigorar nos anos anteriores, designadamente em 2008, correspondendo aos valores que se apresentam do Quadro 9-17.

**Quadro 9-17 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2009 em Portugal
continental, na RAA e na RAM**

Atraso no pagamento	Preços (EUR)
Até 8 dias	1,25
Mais de 8 dias	1,85

Os prazos referidos no Quadro 9-17 são prazos contínuos.

Recorda-se que na RAA o segmento de BTN pode incluir clientes com potência contratada até 215 kVA. No entanto, desde 2004, na sequência da aceitação pela ERSE da proposta da EDA, a quantia mínima aplica-se somente aos clientes de BTN com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA, considerando que aos clientes de maior potência contratada e consequentemente maior consumo se deve aplicar o princípio geral de cobrança de juros de mora à taxa de juro legal, em caso de atraso de pagamento de facturas.

Recorde-se que a quantia mínima é aplicada somente nos casos em que o valor dos juros de mora é muito reduzido e não cobre os custos adicionais de processamento administrativo motivados pelo atraso no pagamento das facturas de energia eléctrica.

9.1.3.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPTÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA

PORTUGAL CONTINENTAL

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento de energia eléctrica são aplicados aos clientes na sequência de incumprimento das suas obrigações contratuais. A interrupção de fornecimento de energia eléctrica é precedida de aviso prévio com a antecedência mínima de dez dias relativamente à data em que irá ocorrer, período durante o qual o cliente pode diligenciar no sentido de evitar a interrupção e o consequente pagamento destes serviços.

Na sua proposta a EDP Distribuição manteve a metodologia do ano anterior, considerando os custos com as tarefas executadas pela própria empresa ou por prestadores de serviços, acrescidos de uma percentagem de 20% relativa aos custos de gestão e a uma pequena parte dos custos de estrutura.

Na sua grande maioria, os preços propostos pela EDP Distribuição para vigorarem em 2009 registaram aumentos iguais ou inferiores a 2,1%.

Relativamente a dois dos preços aplicáveis a clientes em AT (serviços de interrupção e restabelecimento sem utilização de meios especiais) e a um dos preços aplicáveis a clientes em BTE (adicional para

operação de enfiamento/desenfiamento de derivação), são propostos aumentos de 6% e 3,2%, respectivamente. Estes preços são justificados com os novos valores acordados com os empreiteiros no âmbito do contrato de empreitada contínua que prevê a realização das tarefas associadas à prestação destes serviços.

No que se refere ao adicional para restabelecimento urgente em BTE, a EDP Distribuição, à semelhança do que já se tinha verificado no ano anterior, propõe um aumento significativo, tendo em conta o valor actualmente em vigor (123,5%), ou a proposta apresentada em 2007 (28,5%). No entanto, a EDP Distribuição apresentou à ERSE um conjunto de informações e uma metodologia de cálculo do valor proposto que se considera suficientemente fundamentada, ao contrário do que aconteceu na proposta de preços apresentada em 2007 e que conduziu à aprovação dos valores em vigor em 2008.

Deste modo, considerando o princípio de que os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento devem reflectir os custos, em particular quando estamos em presença de clientes de maior dimensão, bem como a fundamentação apresentada pela EDP Distribuição, a ERSE considera aceitável a proposta de preços apresentada por esta empresa.

Deste modo, os preços a vigorar em 2009 são os constantes do Quadro 9-18.

Relativamente à MAT, em face da ausência de proposta por parte da REN para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica neste nível de tensão, a ERSE decidiu que, em 2009, estes se mantenham inalterados face aos que foram aprovados para vigorar em 2008.

Quadro 9-18 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2009

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MAT	Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo:	
	Interrupção	120,33
	Restabelecimento	120,33
	Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação):	
	Interrupção	826,31
	Restabelecimento	826,31
AT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	81,38
	Restabelecimento	81,38
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	825,06
	Restabelecimento	991,08

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Preços de serviços regulados

Cliente	Serviços	Preços
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	57,17
	Restabelecimento	98,34
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	239,15
	Restabelecimento	241,04
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	10,85
	Restabelecimento	10,85
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	11,27
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	25,54
	Restabelecimento	25,54
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	57,90
Restabelecimento	57,90	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	45,19
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	10,65
	Restabelecimento	10,65
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	11,18
	Adicional para operação de colocação/subs. de fechadura ou tranqueta	---
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	25,54
	Restabelecimento	25,54
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	57,90
	Restabelecimento	57,90
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	19,09

Aos valores constantes do Quadro 9-18 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), o restabelecimento urgente de fornecimento deverá ser efectuado nos seguintes prazos máximos:

- Quatro horas nas Zonas A e B.
- Cinco horas nas Zonas C.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A EDA propõe actualizar todos os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (3,0%).

Pelas razões já anteriormente expostas, a ERSE considera mais adequado actualizar os valores actualmente em vigor pelo índice de preços implícitos no consumo privado (2,4%). Deste modo, os valores a vigorar em 2009 são os constantes do Quadro 9-19.

Quadro 9-19 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2009

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	50,22
	Restabelecimento	50,22
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	444,14
	Restabelecimento	444,14
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	14,08
	Restabelecimento	14,08
	Adicional para operação de soldadura, ou dessoldadura	10,95
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	25,86
	Restabelecimento	25,86
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	51,73
	Restabelecimento	51,73
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica	
Clientes em BTE	20,89	
Clientes em BTN	19,13	

Aos valores constantes do Quadro 9-19 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A EEM propõe actualizar todos os preços pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (2,6%). Pelas razões já anteriormente expostas, a ERSE considera mais adequado utilizar o valor previsto para o índice de preços implícitos no consumo privado (2,4%) para limitar o acréscimo dos preços actualmente em vigor. Deste modo, os valores a vigorar em 2009 são os constantes do Quadro 9-20.

Quadro 9-20 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2009

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	24,28
	Restabelecimento	24,28
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	93,68
	Restabelecimento	93,68
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	10,26
	Restabelecimento	10,26
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	23,04
	Restabelecimento	23,04
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	66,63
	Restabelecimento	66,63
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica	20,89
Clientes em BTE	19,09	
Clientes em BTN		

Aos valores constantes do Quadro 9-20 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

9.2 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

9.2.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

O Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) aplicável em Portugal continental prevê a fixação pela ERSE do valor limite a pagar pelos clientes devido a investigações decorrentes de reclamações relativas à qualidade da onda de tensão quando os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante (artigo 46.º).

O RQS da RAA e da RAM prevê a fixação pela ERSE dos seguintes valores¹⁶:

¹⁶ Apesar de serem regulamentos distintos, as referências aos artigos são as mesmas na RAA e na RAM.

- Valor limite a pagar pelos clientes devido a investigações decorrentes de reclamações relativas à qualidade da onda de tensão quando os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante (artigo 7.º).
- Quantia exigível ao cliente quando não se encontre nas suas instalações durante o período acordado com o distribuidor para a realização de visita às suas instalações (artigo 34.º).
- Quantia exigível ao cliente quando se verificar que a avaria comunicada ao distribuidor se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade (artigo 35.º).
- Quantia exigível ao cliente em BT no caso de solicitação de restabelecimento urgente do serviço de fornecimento de energia eléctrica (artigo 36.º). Este serviço passou a estar incluído no RRC, pelo que o seu preço é fixado ao abrigo deste regulamento.

Com excepção do artigo 7.º, os restantes artigos anteriormente mencionados estabelecem que a fixação dos valores seja efectuada mediante proposta das empresas.

Seguidamente apresentam-se, de forma sumária, as disposições do RQS para Portugal continental e para as Regiões Autónomas consideradas relevantes para análise desta matéria.

VERIFICAÇÃO DA QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO (PORTUGAL CONTINENTAL, RAA E RAM)

O artigo 7.º dos RQS da RAA e RAM e o art.º 46.º do RQS aplicável em Portugal continental estabelecem que a verificação do cumprimento dos padrões de natureza técnica é efectuada com base em planos anuais de monitorização elaborados pelos operadores de redes de transporte e distribuição (Portugal continental) e pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e entidade concessionária do transporte e distribuição na RAA. Os planos são aprovados pela Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) ou pela Direcção Regional do Comércio, Indústria e Energia (DRCIE), consoante o caso, após audição da ERSE. A ERSE é a entidade responsável pela fiscalização do cumprimento dos planos.

Os RQS estabelecem ainda que as entidades acima referidas devem suportar todos os custos de investigação decorrentes de reclamações de clientes relativas à qualidade da onda de tensão. No entanto, o RQS prevê também que nas situações em que se verifique que os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante, a entidade reclamada seja reembolsada pelo cliente dos custos associados à monitorização da qualidade da onda de tensão, até ao valor limite a publicar anualmente pela ERSE.

VISITAS ÀS INSTALAÇÕES DOS CLIENTES (RAA E RAM)

Os artigos 34.º dos RQS das Regiões Autónomas estabelecem que na marcação das visitas às instalações dos clientes deve ser fixado um intervalo de tempo, com a duração máxima de três horas, durante o qual deve ocorrer a visita. O mesmo artigo estabelece que, no caso de o cliente não se encontrar nas suas instalações durante o período acordado para a realização da visita, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM ou a entidade concessionária do transporte e distribuição na RAA pode exigir-lhe o pagamento de uma quantia relativa à deslocação efectuada, cujo valor é fixado anualmente pela ERSE, mediante proposta daquelas entidades.

AVARIAS NA ALIMENTAÇÃO INDIVIDUAL DOS CLIENTES (RAA E RAM)

A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM ou a entidade concessionária do transporte e distribuição na RAA, sempre que tenham conhecimento da ocorrência de avarias na alimentação individual de energia eléctrica dos seus clientes, devem iniciar a sua reparação nos prazos seguintes:

- Para os clientes de BT nas Zonas A e B - quatro horas.
- Para os clientes de BT na Zona C - cinco horas.
- Para os restantes clientes - quatro horas.

O artigo 35.º dos RQS estabelece que no caso de se verificar que a avaria comunicada se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade, a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM ou a entidade concessionária do transporte e distribuição na RAA pode exigir-lhe o pagamento de uma quantia relativa à deslocação efectuada, cujo valor é fixado anualmente pela ERSE, mediante proposta das empresas.

INDICADORES INDIVIDUAIS DE QUALIDADE COMERCIAL (PORTUGAL CONTINENTAL, RAA E RAM)

O RQS aplicável em Portugal continental define cinco indicadores individuais relativos aos seguintes serviços:

- Visitas às instalações dos clientes.
- Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica.
- Restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica após suspensão do serviço por facto imputável ao cliente.
- Leitura dos equipamentos de medição.

- Tratamento de reclamações.

O incumprimento dos padrões individuais de qualidade comercial estabelecidos obriga ao pagamento ao cliente de uma compensação com o valor indicado no Quadro 9-21.

Quadro 9-21 - Valor das compensações (qualidade comercial - Portugal continental)

Unidade: EUR

Tipo de cliente	Valor da compensação
BTN	18,00
BTE	30,00
MT, AT e MAT	92,00

Os RQS aplicáveis na RAA e na RAM definem seis indicadores individuais de qualidade de serviço relativos aos seguintes serviços:

- Visitas às instalações dos clientes.
- Assistência técnica após comunicação, pelo cliente, de avaria na sua alimentação individual de energia eléctrica.
- Restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica após suspensão do serviço por facto imputável ao cliente.
- Tratamento de reclamações relativas a facturação ou cobrança.
- Tratamento de reclamações relativas às características técnicas da tensão.
- Tratamento de reclamações relativas ao funcionamento do equipamento de contagem.

O incumprimento dos padrões individuais de qualidade comercial estabelecidos obriga ao pagamento ao cliente de uma compensação com o valor indicado no Quadro 9-22.

Quadro 9-22 - Valor das compensações (qualidade comercial - Regiões Autónomas)

Unidade: EUR

Tipo de cliente	Valor da compensação
BTN	15,00
BTE	25,00
MT e AT	75,00

Para além dos aspectos regulamentares anteriormente analisados, importa ainda referir que, as compensações a pagar aos clientes em caso de incumprimento dos padrões individuais têm um valor simbólico e visam os seguintes objectivos principais:

- Compensar os clientes sempre que a prestação do serviço não seja efectuada de acordo com os padrões de qualidade de serviço.
- Penalizar as actuações menos correctas das empresas e contribuir para que estas melhorem a qualidade do serviço prestado.
- Constituir um sinal de que os compromissos com a qualidade de serviço são efectivos e que o incumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço tem consequências para os prestadores de serviços e uma contrapartida para os clientes afectados.

9.2.2 PROPOSTA DAS EMPRESAS

9.2.2.1 VERIFICAÇÃO DA QUALIDADE DA ONDA DE TENSÃO

EDP DISTRIBUIÇÃO

Seguidamente descreve-se sumariamente a proposta da EDP Distribuição para o preço referido no artigo 46.º do RQS, relativo à verificação da qualidade da onda de tensão.

A estimativa dos custos directos relativos à monitorização da qualidade da onda de tensão foi calculada pela EDP Distribuição considerando o desenvolvimento das actividades e custos unitários indicados no Quadro 9-23. Os custos do equipamento sofreram uma actualização de 2,1% (deflador do consumo privado previsto pela empresa para 2009) relativamente aos do ano anterior. No que respeita aos custos com transportes, foi considerado o valor do subsídio de transporte em automóvel próprio atribuído aos funcionários e agentes da administração pública em vigor em 2008 (Portaria n.º 30-A/2008, de 10 de Janeiro). Os custos com a mão-de-obra correspondem aos custos internos considerados em projectos de investigação e desenvolvimento.

A verificação da qualidade de onda de tensão em clientes MAT, AT e MT obriga a um período de monitorização de, no mínimo, um mês. A estimativa de custos directos relativos à realização destas acções de monitorização é apresentada no Quadro 9-23.

Quadro 9-23 - Estimativa dos custos das acções de monitorização em MAT, AT e MT para 2009

Unidade: EUR

Actividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Aluguer do equipamento "Power Quality Analyser" (PQA)	1	mês	511,52	511,52
Instalação do "PQA" e análise da instalação cliente	32	h	42,00	1 344,00
Apoio das Áreas de Rede	4	h	42,00	168,00
Apoio da Direcção de Condução	4	h	42,00	168,00
Análise de dados e elaboração do relatório	40	h	42,00	1 680,00
Preparação e apresentação de conclusões	16	h	42,00	672,00
Transportes	600	km	0,39	234,00
Total				4 777,52

A EDP Distribuição estima um custo directo de 4 777,52 euros por acção de monitorização, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos conduz a um custo total estimado de aproximadamente 5 733,03 euros.

O custo directo estimado para esta mesma monitorização em 2007 foi de 5 253 euros, pelo que o valor apresentado pela EDP Distribuição para 2008 representa um aumento de 9,1%. A variação dos custos unitários que justifica o aumento global verificado é apresentada no Quadro 9-24, incluindo-se ainda o histórico de 2005 a 2008.

Quadro 9-24 - Variação dos custos unitários na monitorização em MAT, AT e MT

Unidade: EUR

Actividade	C. unitário 2005	C. unitário 2006	C. unitário 2007	C. unitário 2008	C. unitário 2009	Variação 2008 - 2009 (%)
Aluguer do equipamento "Power Quality Analyser" (PQA)	469,00	480,26	490,83	501,63	511,52	1,97
Instalação do "PQA" e análise da instalação cliente	33,28	34,24	37,00	38,00	42,00	10,52
Apoio das Áreas de Rede	33,28	34,24	37,00	38,00	42,00	10,52
Apoio da Direcção de Condução	33,28	34,24	37,00	38,00	42,00	10,52
Análise de dados e elaboração do relatório	33,28	34,24	37,00	38,00	42,00	10,52
Preparação e apresentação de conclusões	33,28	34,24	37,00	38,00	42,00	10,52
Transportes (€/km)	0,35	0,36	0,37	0,38	0,39	2,63

No que respeita à BT, a verificação da qualidade da onda de tensão é efectuada por equipas que actuam descentralizadamente, sendo o período de monitorização de cerca de uma semana.

A estimativa dos custos directos relativos à monitorização da qualidade da onda de tensão foi calculada pela EDP Distribuição considerando o desenvolvimento das actividades e custos unitários indicados no Quadro 9-25.

Quadro 9-25 - Estimativa dos custos das acções de monitorização em BT para 2009

Unidade: EUR

Actividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Amortização do analisador	1	Semana	9,33	9,33
Instalação / Desmontagem do equipamento	3	h	24,00	72,00
Elaboração do relatório	1	h	42,00	42,00
Transportes	80	km	0,39	31,20
Total				154,53

A EDP Distribuição estima um custo directo de 154,53 euros, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos, conduz a um custo total estimado de aproximadamente 185,44 euros.

O custo directo estimado para esta mesma monitorização em 2007 foi de 176 euros, pelo que o valor apresentado pela EDP Distribuição para 2008 representa um aumento de 5,4%. No Quadro 9-26 apresentam-se os custos unitários na monitorização em BT verificados entre 2005 e 2008, bem como os valores propostos para 2009 e a variação relativamente aos valores de 2008.

Quadro 9-26 - Variação dos custos unitários na monitorização em BT

Unidade: EUR

Actividade	C. unitário 2005	C. unitário 2006	C. unitário 2007	C. unitário 2008	C. unitário 2009	Varição 2008 - 2009 (%)
Amortização do analisador	8,54	8,75	8,94	9,14	9,33	2,1
Instalação / Desmontagem do equipamento	20,49	21,08	22,00	23,00	24,00	4,3
Elaboração do relatório	33,28	34,24	37,00	38,00	42,00	10,5
Transportes (€/km)	0,35	0,36	0,37	0,38	0,39	2,6

À semelhança do que tem ocorrido em anos anteriores, a EDP Distribuição sugere que os custos das actividades de monitorização tenham como tecto máximo a pagar pelo cliente metade da facturação mensal (calculada em termos médios para cada segmento de clientes).

Recorda-se que a fixação destes limites de preços em anos anteriores teve em consideração os seguintes princípios gerais:

- Os valores limite a fixar não devem ser inibidores do direito de reclamação dos clientes quando haja a suspeita de que o fornecimento de energia eléctrica não está a ser efectuado dentro dos limites regulamentares.
- Os valores a pagar pelos clientes podem contribuir para moderar a apresentação de reclamações injustificadas.
- Os valores limite devem ser diferenciados por nível de tensão de alimentação da instalação do cliente.

A EDP Distribuição manifestou concordância com estes princípios nas propostas apresentadas em anos anteriores, mantendo a mesma metodologia na proposta agora apresentada para 2009.

Deste modo, a EDP Distribuição propõe para 2009 os valores constantes do Quadro 9-27, aos quais acresce IVA à taxa legal em vigor.

**Quadro 9-27 - Valores limite propostos pela EDP Distribuição
(monitorização da qualidade da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Custo estimado (EUR)	50% da facturação média mensal	Valor limite proposto para 2009
BTN	185,44	20,58	20,58
BTE	185,44	502,25	185,44
MT	5 733,03	1 602,12	1 602,12
AT	5 733,03	65 716,75	5 733,03
MAT	5 733,03	142 727,43	5 733,03

De acordo com a metodologia seguida, os valores limite propostos para 2009 correspondem a 50% da facturação média mensal nos casos da BTN e MT. Nas restantes situações (BTE, AT e MAT), os valores limite propostos correspondem ao custo estimado para a realização das acções de monitorização.

No Quadro 9-28 comparam-se os valores limite propostos pela EDP Distribuição para 2009 com os valores em vigor em 2008.

Quadro 9-28 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2009

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em 2008	Valores limite propostos para 2009	Variação (%)
BTN	20	20,58	2,9
BTE	176	185,44	5,4
MT	1 560	1 602,12	2,7
AT	5 253	5 733,03	9,1
MAT	5 253	5 733,03	9,1

No âmbito do artigo 46.º do RQS, em 2007 e no primeiro semestre de 2008, a EDP Distribuição não procedeu a qualquer verificação da qualidade da onda de tensão nas instalações de clientes, resultantes de reclamações consideradas no âmbito do artigo 46.º do RQS.

EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES

A EDA não apresentou uma estimativa de custos para a realização das acções de monitorização da onda de tensão, tendo proposto actualizar os valores actualmente em vigor pelo valor da inflação previsto pela empresa para 2009 (3%).

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EDA são apresentados no Quadro 9-30.

Quadro 9-29 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EDA

Unidade: EUR

Cliente	Valor limite em vigor em 2008 na RAA	Valor limite proposto pela EDA para 2009	Variação (%)
BTN	19,25	19,83	3,0
BTE	198,98	204,95	3,0
MT	982,74	1012,22	3,0

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe para 2009 uma actualização dos valores limite actualmente em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (2,6%), tendo como valor limite 50% da facturação média mensal para cada nível de tensão.

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EEM são apresentados no Quadro 9-30.

Quadro 9-30 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valor limite em vigor em 2008 na RAM	Valor limite proposto pela EEM para 2009	Variação (%)
BTN	20,89	21,43	2,6
BTE	163,67	167,93	2,6
MT	967,95	992,81	2,6

9.2.2.2 VISITA ÀS INSTALAÇÕES DE CLIENTES

EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES

Na elaboração da sua proposta, a EDA considera adequado que o valor da quantia a pagar pelos clientes nas situações de incumprimento do intervalo de tempo acordado para a realização da visita não ultrapasse o valor da compensação a pagar ao cliente em caso de incumprimento por parte da empresa. Com este pressuposto, a EDA propõe a manutenção em 2009 do valor actualmente em vigor no caso de clientes em BTE. Para os restantes clientes, a EDA propõe uma actualização dos valores actualmente em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (3%).

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EDA são apresentados no Quadro 9-31.

Quadro 9-31 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EDA

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2008 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2009	Variação (%)
BTN	12,43	12,80	3,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT	39,80	40,99	3,0

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe que, em 2009, o valor da quantia a pagar pelos clientes nas situações de incumprimento do intervalo de tempo para a realização da visita corresponda à actualização dos valores actualmente em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (2,6%), com o limite do valor da compensação a pagar pela empresa no caso de incumprimento do padrão individual respectivo.

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EEM são apresentados no Quadro 9-32.

Quadro 9-32 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2008 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2009	Variação (%)
BTN	13,41	13,76	2,6
BTE	25,00	25,00	0,0
MT	26,81	27,51	2,6

9.2.2.3 ARTIGO 35.º - AVARIAS NA ALIMENTAÇÃO INDIVIDUAL DOS CLIENTES

EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES

Na elaboração da proposta para o valor da quantia exigível aos clientes no caso de se verificar que a avaria se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade, a EDA adoptou os pressupostos que têm sido seguidos na fixação destes preços em anos anteriores (não ultrapassar o valor da compensação a que o cliente tem direito em caso de incumprimento por parte da empresa, exceptuando-se o caso da BTN em que o valor é limitado a 50% da compensação). Desta forma, os valores propostos para 2009 coincidem com os valores actualmente em vigor, com excepção do valor relativo aos clientes em MT (avarias comunicadas no horário normal), em que é proposta uma actualização do valor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (3%).

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EDA são apresentados no Quadro 9-33.

Quadro 9-33 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EDA

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2008 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2009	Variação (%)
BTN	7,50	7,50	0,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT (HN)	59,70	61,49	3,0
MT (HE)	75,00	75,00	0,0

HN – Horário normal (dias úteis, 07:01 às 20:00 horas)

HE – Horário extraordinário (dias úteis, 20:01 às 07:00 horas, feriados e fins de semana)

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe que, em 2009, o valor da quantia exigível aos clientes no caso de se verificar que a avaria se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade, corresponda à actualização dos valores actualmente em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (2,6%), tendo como limite o valor da compensação por incumprimento do padrão individual respectivo.

Os valores actualmente em vigor e os propostos pela EEM são apresentados no Quadro 9-34.

Quadro 9-34 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2008 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2009	Variação (%)
BTN	7,50	7,50	0,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT (HN)	40,22	41,27	2,6
MT (HE)	47,59	48,83	2,6

HN – Horário normal (dias úteis das 08:00 às 17:00 horas)

HE – Horário extraordinário (restantes períodos)

9.2.3 VALORES A VIGORAR EM 2009

9.2.3.1 MONITORIZAÇÃO DA ONDA TENSÃO

PORTUGAL CONTINENTAL

A ERSE considera aceitável a metodologia utilizada pela EDP Distribuição para estimar os valores limite de realização das acções de monitorização da qualidade da onda de tensão em diferentes níveis de tensão. De igual forma, considera-se adequada a proposta de limitar o valor que é possível cobrar aos clientes a 50% da facturação média mensal em cada nível de tensão. Deste modo, considera-se que os valores propostos asseguram a concretização dos seguintes objectivos:

- Os valores limite a fixar não são inibidores do direito de reclamação dos clientes.
- Os valores limite propostos apresentam uma aderência aos custos de realização das acções de monitorização, tendo sido calculados com base em proposta fundamentada da EDP Distribuição.

Da análise da proposta da EDP Distribuição verifica-se que os valores limite propostos para 2009 na realização destas tarefas registam variações significativas no caso da BTE (5,4%), AT (9,1%) e MAT (9,1%). Estas variações foram justificadas na proposta com base num aumento significativo (10,5%) no custo da mão-de-obra interna utilizada na realização destas tarefas entre 2008 e 2009. Tendo sido solicitados esclarecimentos adicionais à EDP Distribuição, a empresa informou que este aumento se deve a vários factores, designadamente ao aumento de prémios para pensões dos colaboradores (+3,8%), da tabela salarial (+2,8%) e dos complementos sociais.

Apesar de se tratar de um aumento significativo, a ERSE propõe a sua aceitação, não só tendo em conta a justificação dada pela empresa, mas também porque o valor a aprovar se trata de um valor limite, sendo que o cliente pagará os custos realmente incorridos pela empresa na realização das acções de monitorização da onda de tensão.

Tendo em conta o anteriormente exposto, os valores limite a aplicar para 2009 são os que constam do Quadro 9-35.

**Quadro 9-35 - Valores limite previstos no artigo 46.º do RQS para 2009 em Portugal continental
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite propostos pela EDP Distribuição	Valores limite para 2009
BTN	20,58	20,58
BTE	185,44	185,44
MT	1 602,12	1 602,12
AT	5 733,03	5 733,03
MAT	5 733,03	5 733,03

Aos valores constantes no Quadro 9-35 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

A cobrança dos preços relativos à realização de acções de monitorização da qualidade da onda de tensão deverá ser efectuada nas seguintes condições, conforme estabelecido no Anexo V do RQS:

- O cliente deve ser informado, previamente à realização das acções de monitorização da qualidade da onda de tensão, dos custos associados à sua realização, que não poderão exceder os valores limite indicados no Quadro 9-35.
- Com o pagamento dos valores correspondentes à realização das acções de monitorização deverá ser entregue ao cliente um relatório com os resultados obtidos.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A EDA não apresentou uma estimativa de custos para a realização das acções de monitorização da onda de tensão, limitando-se a propor uma actualização de 3,0% dos valores em vigor.

A ERSE propõe manter a metodologia seguida em anos anteriores, em que o valor é limitado a 50% da facturação média mensal de cada segmento de clientes (BTN, BTE e MT). A actualização foi feita tendo em consideração a variação do índice de preços implícito no consumo privado adoptado pela ERSE para 2009 (2,4%)¹⁷.

No Quadro 9-36 apresentam-se os valores actualmente em vigor, os valores propostos pela EDA e os valores limite aprovados pela ERSE para 2009. Uma vez que a EDA não apresentou os valores relativos a 50% da facturação média mensal, os valores apresentados no quadro seguinte resultam de informação utilizada pela ERSE para cálculo das tarifas.

**Quadro 9-36 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2009, na RAA
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2008 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2009	50% da facturação média mensal	Valores limite para 2009
BTN	19,25	19,83	23,21	19,71
BTE	198,98	204,95	770,55	203,76
MT	982,74	1 012,22	1 849,82	1 006,33

Aos valores constantes no Quadro 9-36 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

A cobrança de preços relativos à realização de acções de monitorização da qualidade da onda de tensão na RAA deverá obedecer às condições previstas para Portugal continental.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A EEM não apresentou uma estimativa de custos para a realização das acções de monitorização da onda de tensão, limitando-se a propor a actualização dos valores em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (2,6%), com um limite de 50% da facturação média mensal de cada nível de tensão.

¹⁷ O índice de preços implícitos no consumo privado (IP) é o indicador mais adequado para limitar acréscimos dos preços dos serviços regulados em todos os níveis de tensão e em todo o território nacional, na medida em que o IP recolhe os preços de todos os bens e serviços consumidos numa economia, incluindo os preços de energia eléctrica em todos os níveis de tensão.

Não tendo a EEM apresentado estimativas de custo para a realização das acções de monitorização, os valores para 2009 foram calculados tendo em consideração os valores em vigor actualizados pela variação do índice de preços implícito no consumo privado adoptado pela ERSE para 2009 (2,4%).

No Quadro 9-37 apresentam-se os valores limite em vigor, os valores propostos pela EEM, os valores que correspondem a 50% da facturação mensal e os valores limite aprovados pela ERSE para 2009.

**Quadro 9-37 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2009, na RAM
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2008 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2009	50% da facturação média mensal	Valores limite para 2009
BTN	20,89	21,43	21,65	21,39
BTE	163,67	167,93	897,59	167,60
MT	967,95	992,81	2 978,96	991,18

Aos valores constantes no Quadro 9-37 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

A cobrança de preços relativos à realização de acções de monitorização da qualidade da onda de tensão na RAM deverá obedecer às condições previstas para Portugal continental.

9.2.3.2 VISITA INSTALAÇÃO DO CLIENTE - (ARTIGO 34.º DO RQS)

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Ao artigo 34.º do RQS na RAA está associado um indicador individual de qualidade comercial, pelo que a ERSE considera que na fixação da quantia exigível ao cliente quando não se encontra nas suas instalações durante o período acordado com o distribuidor deverão ser tidos em conta os valores das compensações a pagar pelos distribuidores em caso de incumprimento deste padrão individual, por forma a assegurar a manutenção do equilíbrio entre os valores a pagar pelos clientes e o valor das compensações fixado no RQS.

No RQS aplicável em Portugal continental, por proposta da ERSE, considerou-se que o valor das quantias a pagar pelos clientes nas situações de incumprimento que lhe sejam imputáveis deverá ser igual ao valor das compensações a pagar aos clientes, com excepção da avaria na alimentação individual dos clientes em BTN em que se considera um valor correspondente a 50% do valor da compensação.

Os valores propostos pela EDA respeitam estes princípios não excedendo os valores das compensações estabelecidas no RQS. Importa, no entanto, referir que os valores propostos pela EDA para os clientes BTN e MT correspondem a uma actualização dos valores vigentes pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (3,0%). Nestes dois casos, a ERSE considera ser mais adequado proceder à actualização dos valores pela variação do índice de preços implícito no consumo privado adoptado pela ERSE para 2009 (2,4%). Assim, os valores aprovados pela ERSE para 2009 são os indicados no Quadro 9-38.

Quadro 9-38 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2009 (visita à instalação do cliente)

Cliente	Valores em vigor em 2008 na RAA	Valores propostos pela EDA (EUR)	Compensação associada	Valores para 2009
BTN	12,43	12,80	15,00	12,73
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT	39,80	40,99	75,00	40,76

Aos valores constantes no Quadro 9-38 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A ERSE considera que na RAM deve ser seguida a mesma metodologia que a adoptada na RAA. Deste modo, conforme proposto pela própria EEM, os preços a cobrar aos clientes correspondem aos custos, limitados ao valor da compensação associada.

Os valores propostos pela EEM para os clientes em BTN e MT correspondem a uma actualização dos valores vigentes pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (2,6%). Nestes dois casos, a ERSE considera ser mais adequado proceder à actualização dos valores pela variação do índice de preços implícito no consumo privado adoptado pela ERSE para 2009 (2,4%). Assim, os valores aprovados pela ERSE para 2009 são os que constam do Quadro 9-39.

Quadro 9-39 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2009 (visita à instalação do cliente)

Cliente	Valores em vigor em 2008 na RAM	Valores propostos pela EEM (EUR)	Compensação associada	Valores para 2009
BTN	13,41	13,76	15,00	13,73
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT	26,81	27,51	75,00	27,45

Aos valores constantes no Quadro 9-39 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

9.2.3.3 AVARIAS NA ALIMENTAÇÃO INDIVIDUAL DO CLIENTE (NO ARTIGO 35.º DO RQS)

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A ERSE, à semelhança do ano anterior, propõe que a quantia a pagar pelos clientes em BTE e MT no caso de se verificar que a avaria comunicada ao distribuidor se situa na instalação do cliente e é da sua responsabilidade, seja limitada ao valor da compensação associada. Com efeito, correspondendo os padrões individuais a compromissos de qualidade de serviço existentes entre o distribuidor e os seus clientes considera-se desejável assegurar um tratamento simétrico. Esta abordagem parece adequada aos clientes de maiores consumos a que corresponde normalmente um nível de informação mais elevado.

No caso dos clientes de BTN não parece adequado adoptar a mesma metodologia. A falta de informação adequada da maioria destes clientes recomenda que se mantenha a metodologia que tem sido seguida de limitar o preço deste serviço a 50% do valor da compensação (7,5 euros). Adicionalmente, sugere-se que as empresas promovam campanhas de informação sobre este assunto, com a finalidade de reduzir o número de comunicações de avarias ao distribuidor quando estas se situam nas instalações dos clientes, designadamente através do envio do folheto previsto na alínea e) do n.º 1 do artigo 26.º do RQS (“Actuação em caso de falha do fornecimento de energia eléctrica”).

A proposta da EDA está de acordo com os princípios anteriormente enunciados. No caso do valor relativo aos clientes em MT (avarias comunicadas no horário normal), inferior ao valor da compensação, a EDA propõe a sua actualização pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (3,0%). Conforme já anteriormente referido, nestas situações, a ERSE considera ser mais adequado proceder à limitação da variação dos valores através do índice de preços implícito no consumo privado adoptado pela ERSE para 2009 (2,4%).

No Quadro 9-40 apresentam-se os valores aprovados pela ERSE para 2009, que coincidem com a proposta da EDA, com excepção do valor relativo aos clientes em MT (horário normal).

Quadro 9-40 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2009**(avarias na alimentação individual dos clientes)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor na RAA em 2008	Valores propostos pela EDA	Compensação associada	Valores para 2009
MT (HN)	59,70	61,49	75,00	61,13
MT (HE)	75,00	75,00	75,00	75,00
BTE (HN e HE)	25,00	25,00	25,00	25,00
BTN (HN e HE)	7,50	7,50	15,00	7,50

HN – Horário normal (dias úteis, 07:01 às 20:00 horas)

HE – Horário extraordinário (dias úteis, 20:01 às 07:00 horas, feriados e fins-de-semana)

Aos valores constantes no Quadro 9-40 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Na RAM, propõe-se a adopção de metodologia idêntica à sugerida para a RAA.

No Quadro 9-41 apresentam-se os valores aprovados pela ERSE para 2009, que limitam a variação dos valores ao índice de preços implícito no consumo privado adoptado pela ERSE para 2009 (2,4%). Refira-se que a EEM propõe a actualização dos valores em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2009 (2,6%).

Quadro 9-41 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2009**(avarias na alimentação individual dos clientes)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor na RAM em 2008	Valores propostos pela EEM	Compensação associada	Valores para 2009
MT (HN)	40,22	41,27	75,00	41,19
MT (HE)	47,59	48,83	75,00	48,73
BTE (HN e HE)	25,00	25,00	25,00	25,00
BTN (HN e HE)	7,50	7,50	15,00	7,50

HN – Horário normal (dias úteis, 08:00 às 17:00 horas)

HE – Horário extraordinário (dias úteis, 17:00 às 08:00 horas, feriados e fins-de-semana)

Aos valores constantes no Quadro 9-41 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

10 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS

10.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE

10.1.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE ENTRE 2008 E 2009

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por actividade, entre 2008 e 2009, é apresentada da Figura 10-1 à Figura 10-10. Estes preços médios são referidos aos fornecimentos e entregas de energia eléctrica aos clientes do comercializador de último recurso e aos clientes do mercado liberalizado.

Os preços médios da tarifa de Energia permitem recuperar os custos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso (CUR). Estes custos associados ao aprovisionamento de energia eléctrica do CUR para satisfação dos consumos dos seus clientes são determinados em regime de mercado. Esta tarifa veio substituir a tarifa de Energia e Potência que permitia recuperar os custos da actividade de aquisição de energia eléctrica do agente comercial do SEP, essencialmente determinados pelos custos com os CAE.

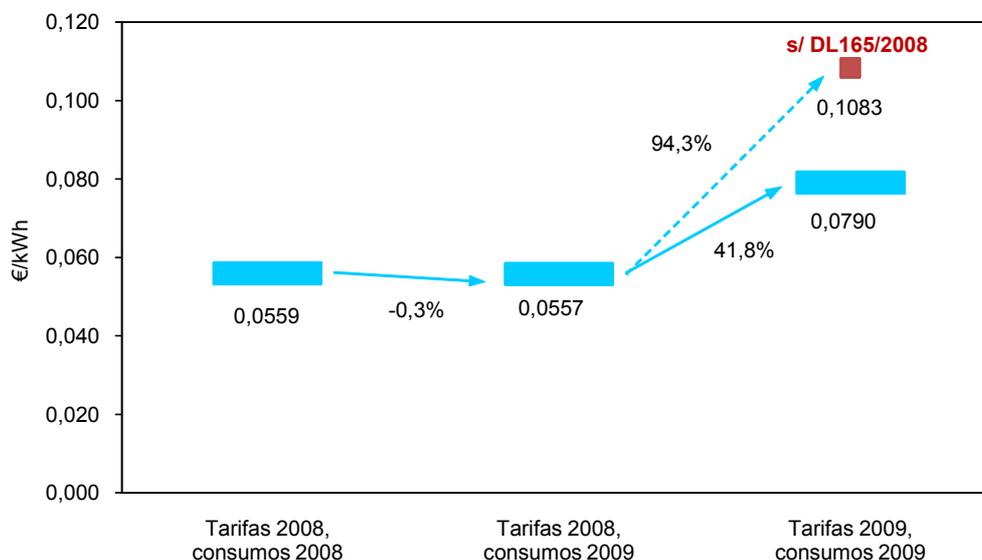
A evolução do preço médio da tarifa de Energia, entre 2008 e 2009, pode ser representada através de três estados (Figura 10-1).

O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2007, no cálculo das tarifas de 2008, em que se considerou um preço médio de 0,0559 €/kWh.

O segundo estado corresponde ao preço médio com a estrutura e o nível de consumos previstos para 2009. Mantendo os preços das tarifas de 2008, a evolução da estrutura de consumos origina uma redução de 0,3% no preço médio.

O terceiro estado corresponde ao preço médio da tarifa de Energia previsto para 2009 (0,0790 €/kWh), que implica um acréscimo tarifário de 41,8% entre 2008 e 2009. O valor de 0,1083 €/kWh corresponde ao preço médio da tarifa de Energia caso não fossem implementadas as disposições constantes do Decreto-Lei n.º 165/2008, no que respeita ao adiamento dos desvios de custos de aquisição de energia eléctrica do comercializador de último recurso, relativos a 2007 e 2008, por um período de 15 anos com efeitos a partir de 2010.

**Figura 10-1 - Preço médio da tarifa de Energia
2009/2008**



Variação preço médio= 41,4%

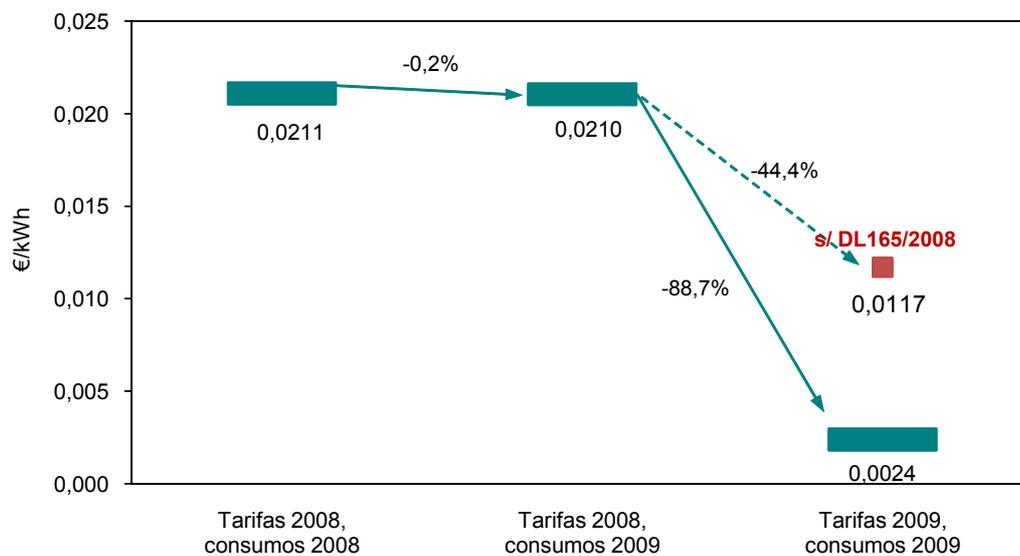
Variação tarifária= 41,8%

A evolução do preço médio da tarifa de UGS, entre 2008 e 2009, pode ser representada através de três estados (Figura 10-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2007, no cálculo das tarifas de 2008, em que se considerou um preço médio de 0,0211 €/kWh.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2009. Mantendo os preços das tarifas de 2008, a evolução da estrutura de consumos origina uma redução de 0,2% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema previsto para 2009 (0,0024 €/kWh), que corresponde a um decréscimo tarifário de 88,7% entre 2008 e 2009. O valor de 0,0117 €/kWh corresponde ao preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema caso não fossem implementadas as disposições constantes do Decreto-Lei n.º 165/2008, no que respeita ao adiamento dos sobrecustos com a produção em regime especial de 2009 por um período de 15 anos, com efeitos a partir de 2010.

**Figura 10-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema
2009/2008**

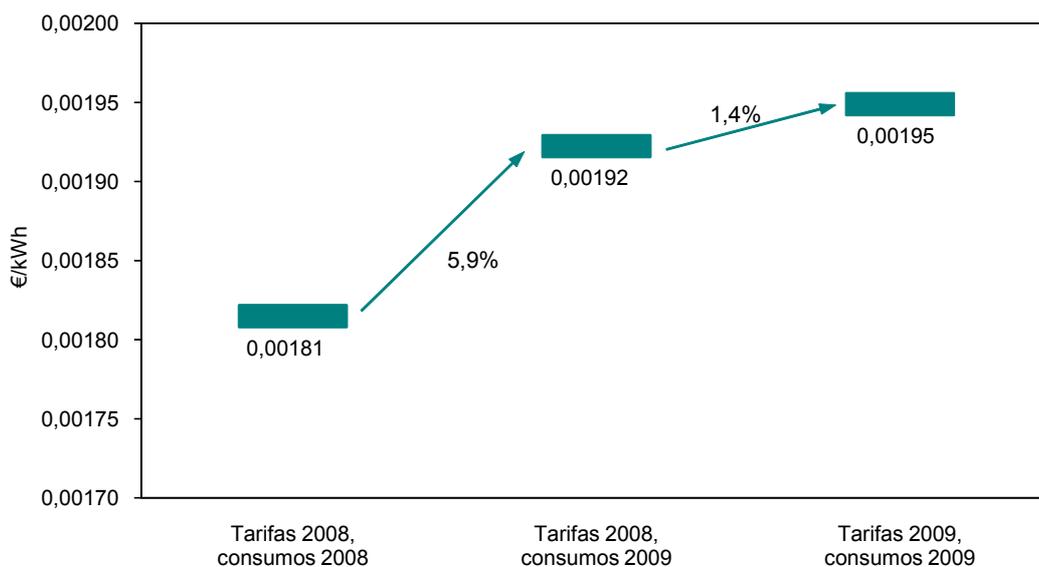


Variação preço médio= -88,7%

Variação tarifária= -88,7%

No que concerne as tarifas de Uso da Rede de Transporte, verifica-se um acréscimo de 7,4% no preço médio da tarifa de URT em MAT, devida à alteração da estrutura de consumos e à variação tarifária de 1,4%.

**Figura 10-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
2009/2008**

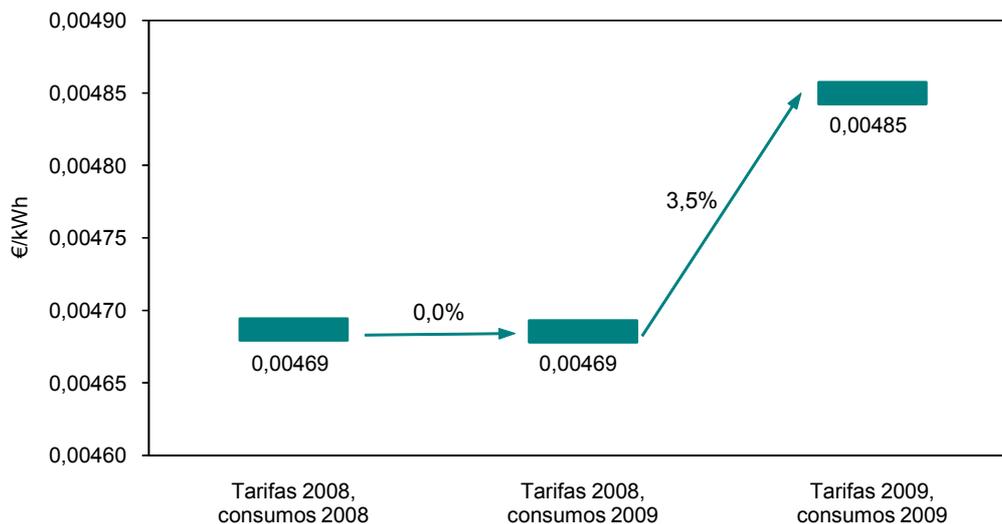


Variação preço médio= 7,4%

Variação tarifária= 1,4%

Na tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT verifica-se um acréscimo do preço médio de 3,5%, que é igual à variação tarifária.

**Figura 10-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
2009/2008**



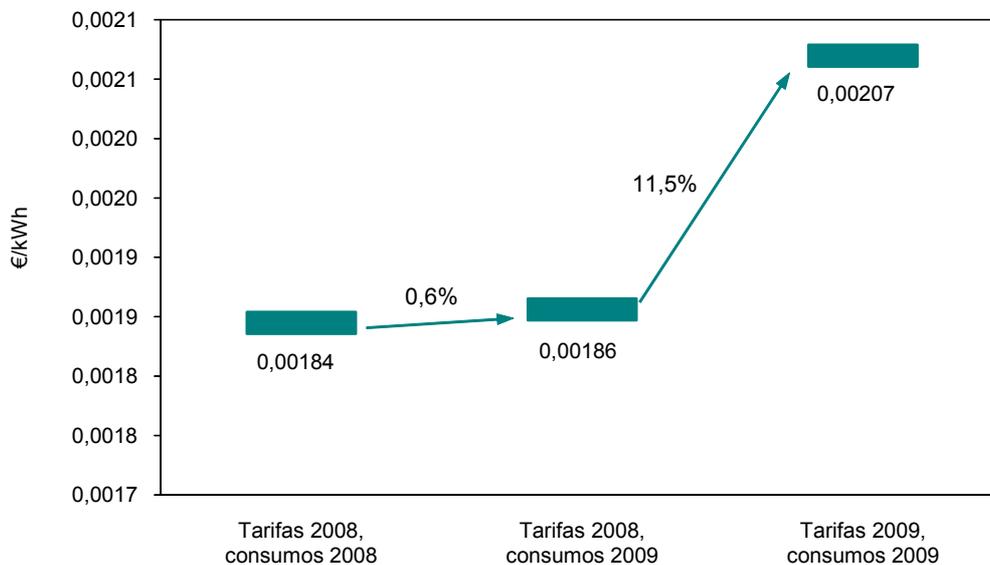
Variação preço médio= 3,5%

Variação tarifária= 3,5%

Conforme estabelecido no Regulamento Tarifário publicado em Agosto de 2008, os custos da actividade de Comercialização de Redes foram integrados na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, pelo que os custos nos três estados incorporam a referida alteração.

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT observa-se um acréscimo de 12,2% no preço médio, resultante de uma variação tarifária de 11,5% e da alteração na estrutura de consumos, de 0,6%.

**Figura 10-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
2009/2008**

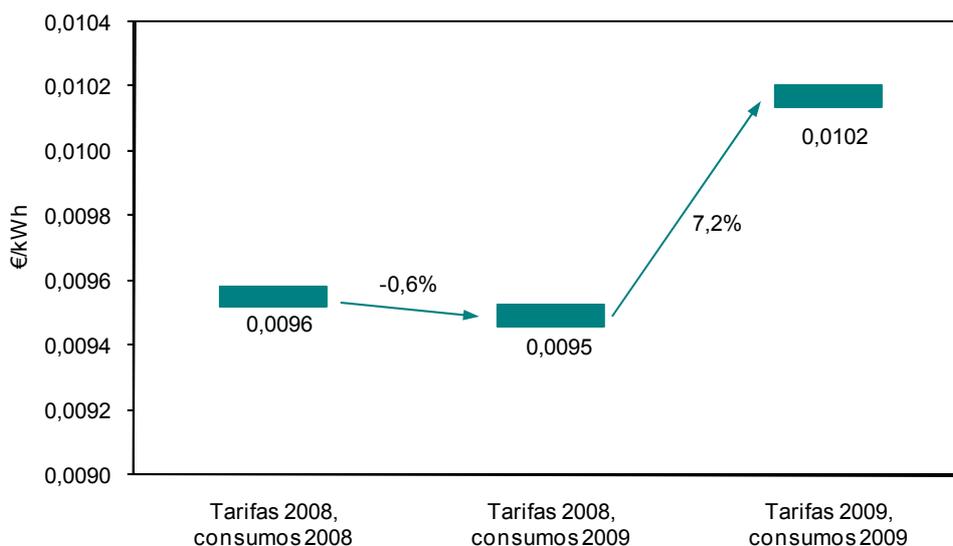


Varição preço médio= 12,2%

Varição tarifária= 11,5%

A alteração da estrutura de consumos foi responsável por uma diminuição no preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT de -0,6% e a variação tarifária por um acréscimo de 7,2%. Assim, o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT observa, em 2009, um aumento de 6,5%.

**Figura 10-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
2009/2008**

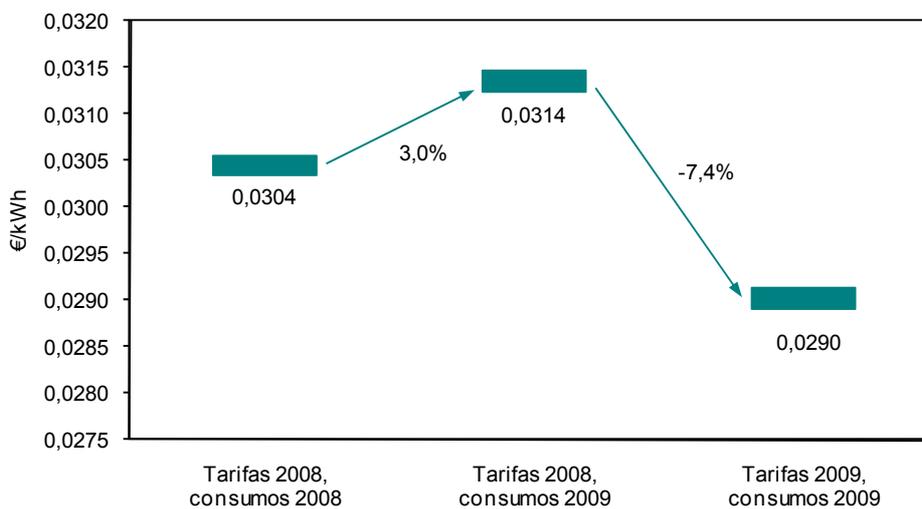


Varição preço médio= 6,5%

Varição tarifária= 7,2%

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT observa-se uma diminuição de 4,7% no preço médio, resultante de uma variação tarifária de -7,4% e da alteração na estrutura de consumos (3,0%).

**Figura 10-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
2009/2008**

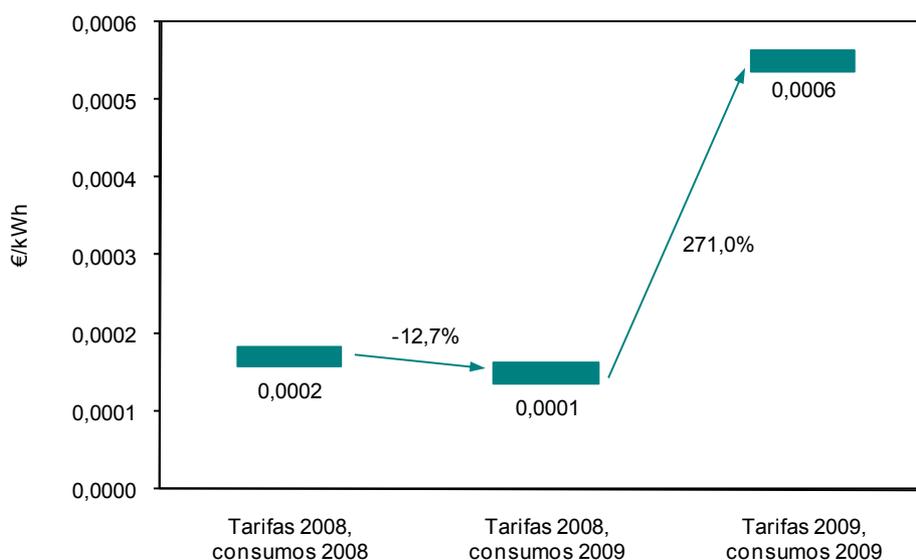


Variação preço médio= -4,7%

Variação tarifária= -7,4%

Na tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT o preço médio aumenta em 224,0%, sendo a alteração da estrutura de consumos responsável por uma redução de 12,7% e a variação tarifária por um aumento de 271,0% (Figura 10-8). Importa acrescentar que esta componente de custo, apesar do aumento referido, é marginal no preço das tarifas de energia eléctrica dos clientes em MAT, AT e MT.

**Figura 10-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
2009/2008**

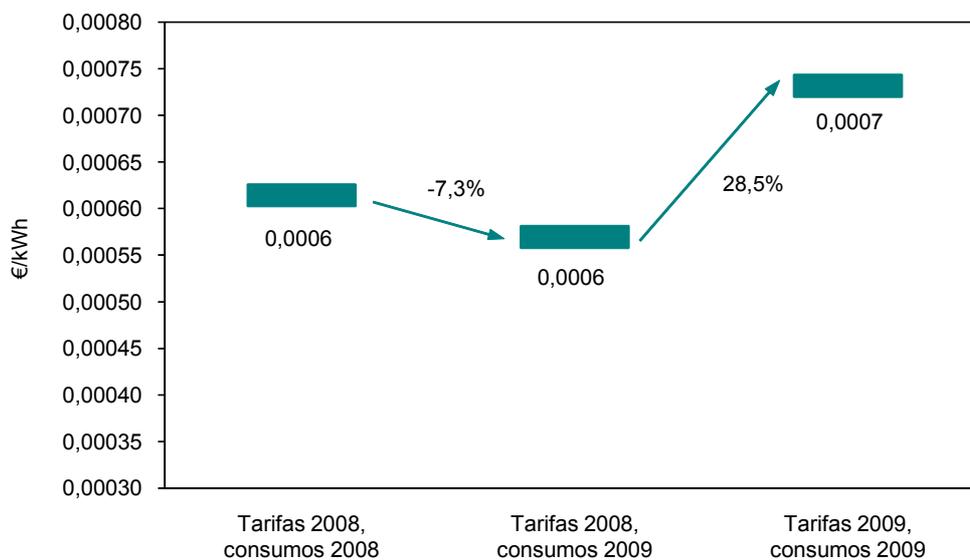


Variação preço médio= 224,0%

Variação tarifária= 271,0%

Na tarifa de Comercialização em BTE o preço médio apresenta um aumento de 19,2%, devido ao efeito da alteração da estrutura de consumos (-7,3%) e do aumento de 28,5% observado na tarifa (Figura 10-9).

**Figura 10-9 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTE
2009/2008**

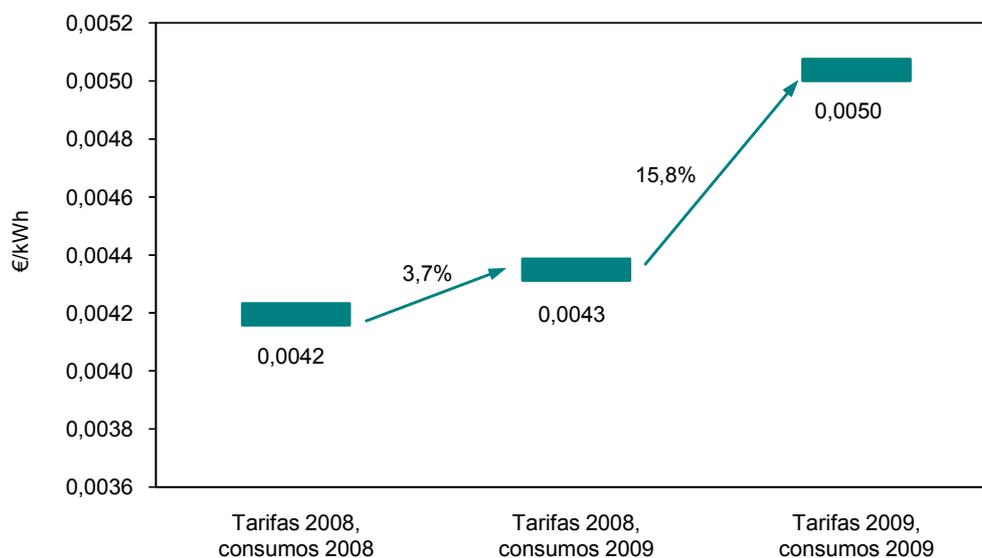


Varição preço médio= 19,2%

Varição tarifária= 28,5%

Na tarifa de Comercialização em BTN o aumento no preço médio é de 20,1%, resultante de uma variação tarifária de 15,8% e do efeito de alteração da estrutura de consumos (3,7%) (Figura 10-10).

**Figura 10-10 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN
2009/2008**



Variação preço médio= 20,1%

Variação tarifária= 15,8%

10.1.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE ENTRE 1999 E 2009

O Quadro 10-1 e a Figura 10-11 apresentam a evolução verificada nas tarifas das actividades reguladas pela ERSE, desde 1999, data a partir da qual se estabeleceram tarifas por actividade regulada no sector eléctrico. A actividade de Comercialização é apresentada a partir de 2002. A actividade de Comercialização de Redes, de 2002 a 2008, encontra-se incluída na actividade de redes de distribuição.

Os preços médios apresentados até 2001 foram calculados com base na estrutura de consumos de 2001, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias. Os preços médios de 2002 a 2008 foram calculados com base na estrutura de consumos de 2009. A não consideração da estrutura de consumos de 2009 para todos os anos deve-se ao facto de em 2002 ter ocorrido uma alteração das variáveis de facturação.

Deste modo, é importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efectivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respectivo ano. Os valores apresentados permitem observar as variações tarifárias ocorridas entre 1999 e 2001 e entre 2002 e 2009.

Todos os preços médios estão referidos aos fornecimentos e entregas de energia eléctrica aos clientes do comercializador de último recurso e aos clientes do mercado liberalizado.

No Quadro 10-1 apresenta-se a evolução das tarifas por actividade nos diversos períodos de regulação.

Quadro 10-1 - Evolução das tarifas por actividade

Tarifas		1999	2000	2001	Variação 2001/1999	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Variação 2009/2002
Energia	real	100	99	104	4%	100	97	99	103	103	96	90	124	24%
	nominal	100	101	111	11%	100	100	105	111	115	110	105	149	49%
Uso Rede Transporte	real	100	90	76	-24%	100	93	103	105	103	115	147	148	48%
	nominal	100	93	81	-19%	100	96	109	114	115	132	172	177	77%
Uso Rede Distribuição AT	real	100	94	85	-15%	100	98	78	71	82	76	151	165	65%
	nominal	100	97	91	-9%	100	101	82	77	91	87	177	197	97%
Uso Rede Distribuição MT	real	100	94	88	-12%	100	96	92	85	91	93	95	99	-1%
	nominal	100	97	94	-6%	100	99	97	92	101	107	111	119	19%
Uso Rede Distribuição BT	real	100	94	89	-11%	100	95	93	89	89	93	98	89	-11%
	nominal	100	97	95	-5%	100	98	98	97	99	106	115	106	6%
Uso Global do Sistema	real	100	86	87	-13%	100	131	138	194	225	219	439	48	-52%
	nominal	100	88	93	-7%	100	135	146	210	251	251	513	58	-42%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	-	-	-	-	100	286	437	337	271	241	72	261	161%
	nominal	-	-	-	-	100	295	462	365	301	276	84	313	213%
Comercialização em BTE	real	-	-	-	-	100	166	255	243	197	198	84	106	6%
	nominal	-	-	-	-	100	171	269	263	219	227	99	127	27%
Comercialização em BTN	real	-	-	-	-	100	139	106	88	79	99	108	122	22%
	nominal	-	-	-	-	100	144	112	95	88	113	127	147	47%

Importa clarificar que a variação da tarifa de Energia entre 2002 e 2009 considera, por um lado, a limitação de acréscimos dos preços das tarifas de BT em 2006 e, novamente em 2007, para os fornecimentos em BTN e, por outro lado, o adiamento da repercussão dos desvios de custos de aquisição de energia eléctrica, relativos a 2007 e 2008, por um período de 15 anos com efeitos a partir de 2010, no quadro do Decreto-Lei n.º 165/2008.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição observaram reduções até 2005, mais acentuadas na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT. Esta tendência inverteu-se a partir de 2006, com acréscimos das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.

A tarifa de Uso Global do Sistema tem observado acréscimos desde 2002, fruto do incremento acentuado dos custos de interesse económico geral. Note-se que estes custos de interesse económico geral têm crescido em volume (é exemplo o sobrecusto com a produção em regime especial) e em número (novos custos têm vindo a ser incluídos na tarifa nos anos mais recentes, como a remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores, o OMIP, os CMEC, os défices de BT em 2006 e de BTN em 2007). Em 2009, a tendência inverte-se por via das disposições constantes do Decreto-Lei n.º165/2008

que adiam os sobrecustos com a produção em regime especial de 2009 por um período de 15 anos, com efeitos a partir de 2010.

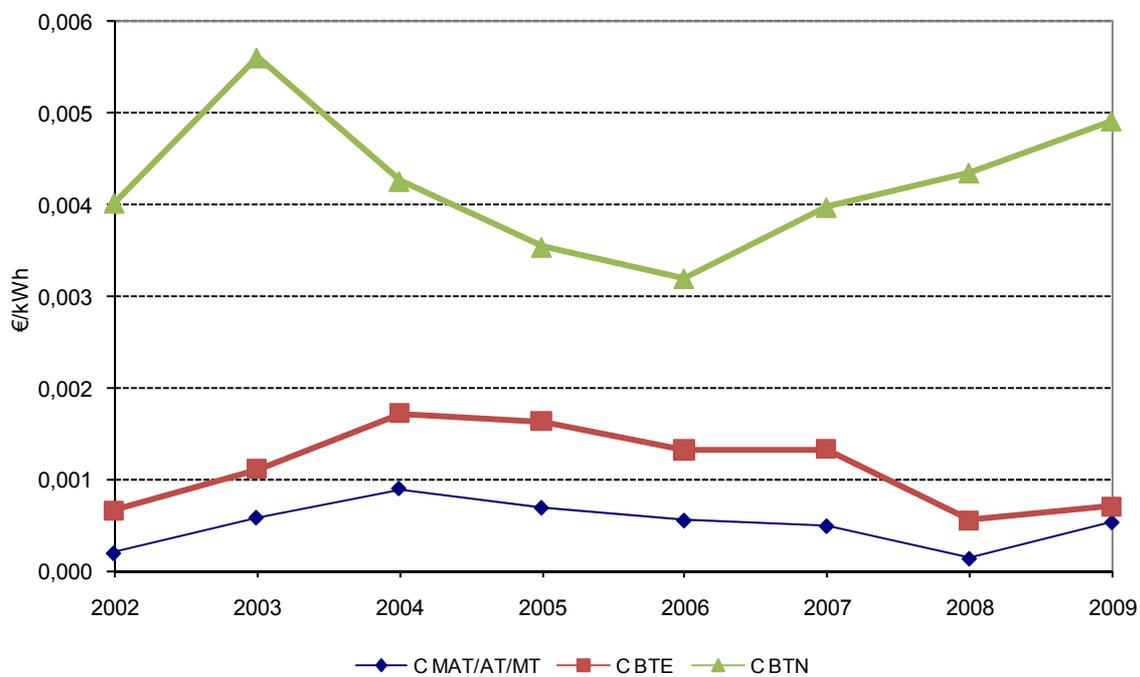
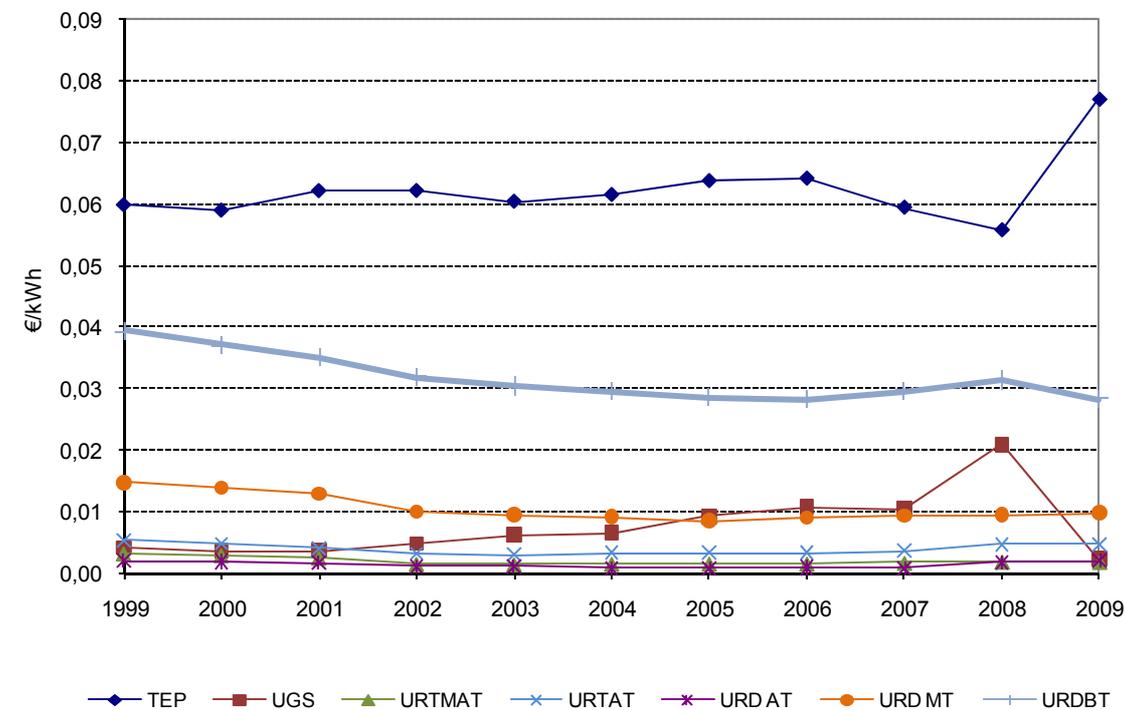
As tarifas de Comercialização apresentam variações acentuadas mas o seu peso na factura dos clientes é reduzido.

Na Figura 10-11 apresenta-se a evolução das tarifas por actividade a preços constantes de 2008. Estes preços médios são referidos aos fornecimentos do comercializador de último recurso e às entregas de energia eléctrica a clientes do mercado liberalizado em cada nível de tensão, aplicáveis a cada uma das tarifas.

O significado das siglas utilizadas nesta figura é o seguinte:

- TE - Tarifa de Energia
- UGS - Tarifa de Uso Global do Sistema
- URTMAT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
- URTAT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
- URDAT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
- URDMT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
- URDBT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
- C MAT/AT/MT - Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
- C BTE - Tarifa de Comercialização em BTE
- C BTN - Tarifa de Comercialização em BTN

**Figura 10-11 - Evolução das tarifas por actividade
(preços constantes de 2008)**



10.2 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

10.2.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 2008 E 2009

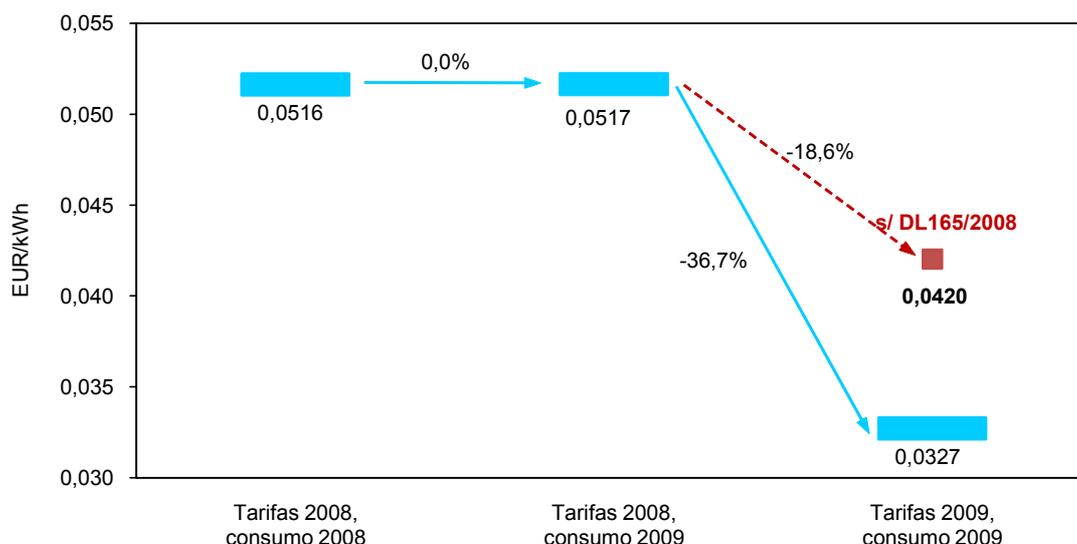
No presente capítulo apresenta-se a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de MAT, AT, MT e BT, entre 2008 e 2009.

A variação tarifária observada pelos clientes corresponde à variação entre o preço médio obtido por aplicação das tarifas de Acesso às Redes de 2008, aos consumos de 2009, e os novos preços médios previstos para 2009. Em 2009, os preços a pagar pelo acesso às redes apresentam, em média, um decréscimo tarifário de 36,7%, relativamente a 2008, conforme se ilustra no Quadro 10-2 e na Figura 10-12.

**Quadro 10-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes
2009/2008**

Estado e características	Tarifas 2008, consumo 2008 (1)	Tarifas 2008, consumo 2009 (2)	Tarifas 2009, consumo 2009 (3)
Proveitos (10 ⁶ Euros)	2 488	2 480	1 570
Consumo (GWh)	48 187	48 014	48 014
Preço médio (EUR/kWh)	0,0516	0,0517	0,0327
Variação (%)		(2)/(1) = 0,0%	(3)/(2) = -36,7%

**Figura 10-12 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes
2009/2008**



Variação tarifária = -36,7%

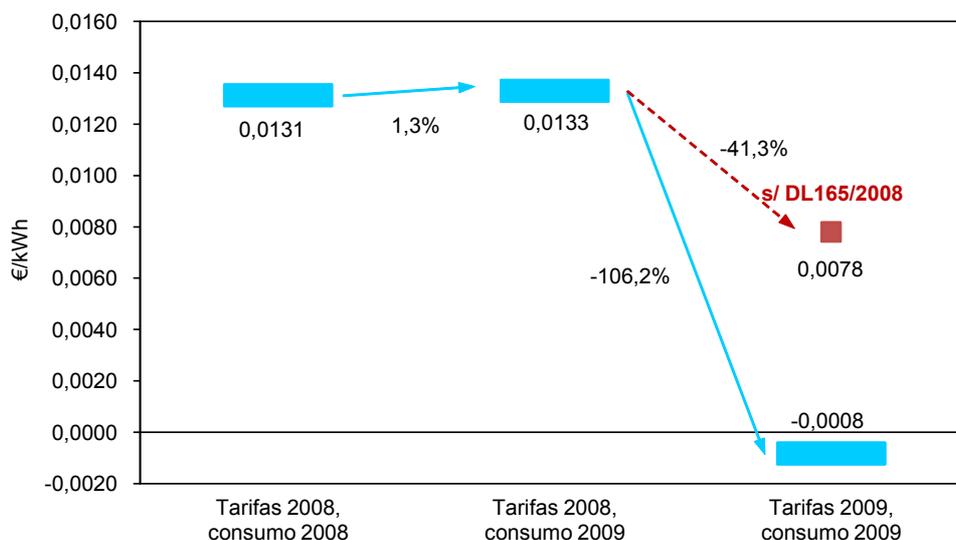
Variação preço médio = -36,7%

A variação tarifária das tarifas de acesso às redes pode ser representada pela evolução de três estados. No primeiro estado ilustra-se o preço médio anual publicado em Dezembro de 2007 para vigorar em 2008. No segundo estado apresenta-se o preço médio resultante da aplicação das tarifas de 2008 aos consumos de 2009. No terceiro estado apresenta-se o preço médio das tarifas a vigorar em 2009. Nestas circunstâncias observa-se um decréscimo tarifário de 36,7%. No terceiro estado é também indicado o valor de 0,0420 €/kWh que assumiria a tarifa de acesso caso não fosse implementado o Decreto-Lei n.º 165/2008 que adia os sobrecustos com a produção em regime especial de 2009 por um período de 15 anos, com efeitos a partir de 2010.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2008 e 2009 nos diferentes níveis de tensão (Figura 10-13 à Figura 10-16). Ocorrem reduções diferenciadas por nível de tensão: 106,2% em MAT, 82,9% em AT, 48,8% em MT, 26,7% em BTE e 30,7% em BTN (com IP).

Sem a aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 as reduções tarifárias seriam de: 41,3% em MAT, 31,6% em AT, 18,7% em MT, 8,9% em BTE e 18,6% em BTN.

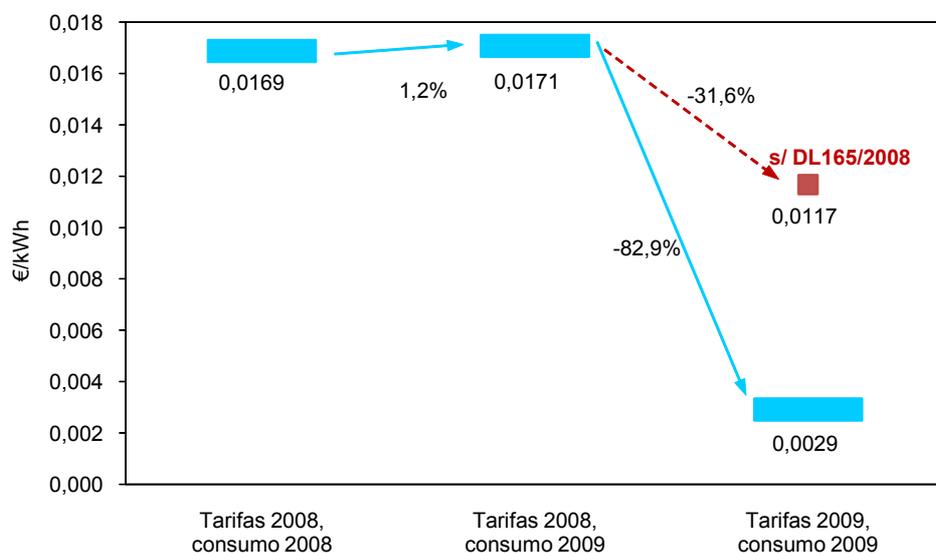
**Figura 10-13 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT
2009/2008**



Variação tarifária = -106,2%

Variação preço médio = -106,2%

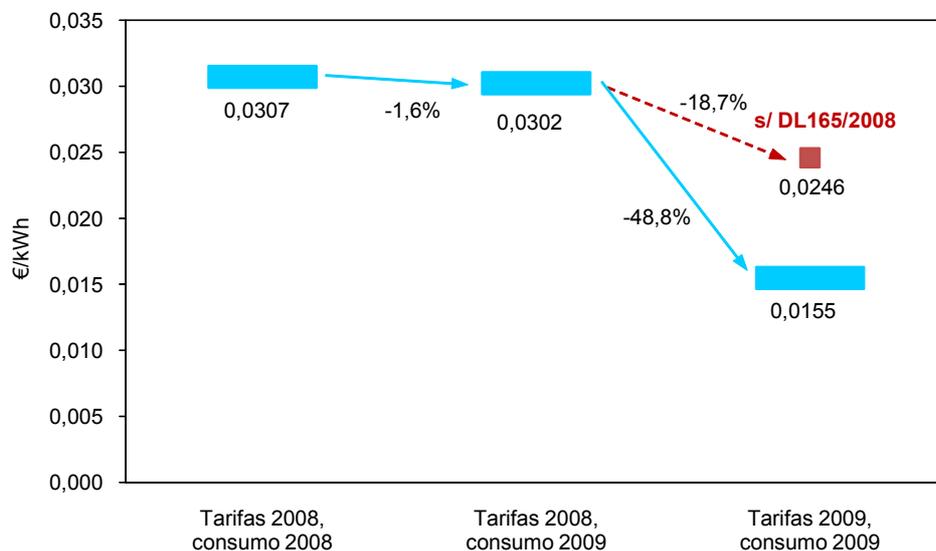
**Figura 10-14 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT
2009/2008**



Variação tarifária = -82,9%

Variação preço médio = -82,7%

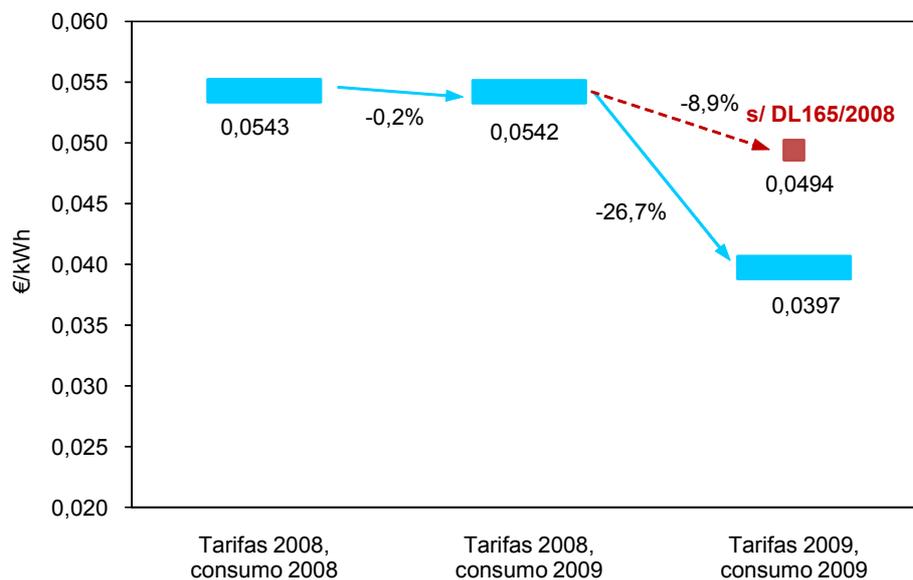
**Figura 10-15 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT
2009/2008**



Variação tarifária = -48,8%

Variação preço médio = -49,6%

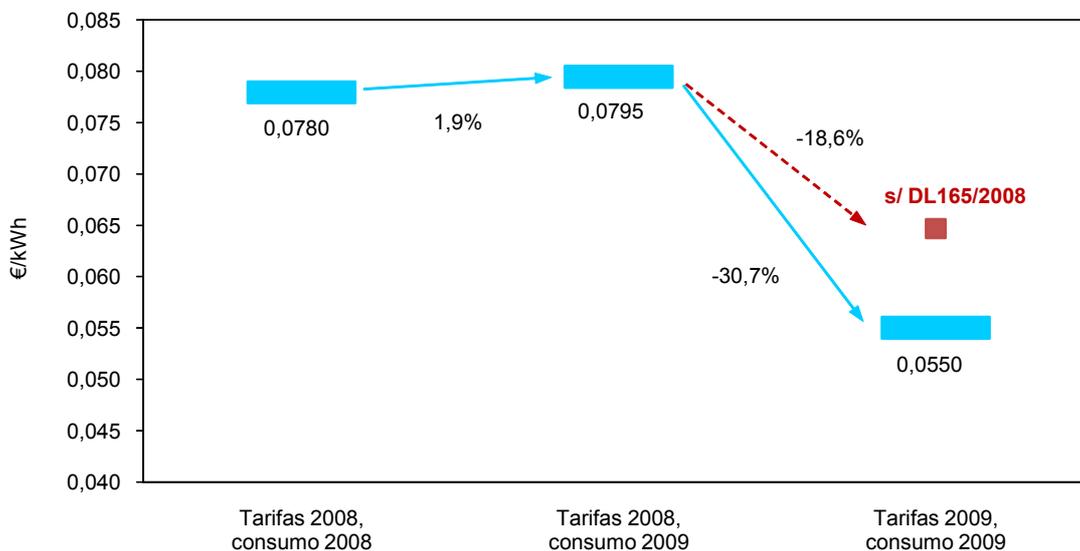
**Figura 10-16 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes BTE
2009/2008**



Variação tarifária = -26,7%

Variação preço médio = -26,8%

**Figura 10-17 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes BTN (com IP)
2009/2008**



Variação tarifária = -30,7%

Variação preço médio = -29,4%

10.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2009

Na Figura 10-18, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por actividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2009, sem considerar o efeito do Decreto-Lei n.º 165/2008. Na Figura 10-19, apresenta-se, para esta situação, a estrutura do preço médio por actividade regulada.

Na Figura 10-20 apresenta-se, para cada nível de tensão, o efeito do Decreto-Lei n.º 165/2008 no preço médio de acesso dos consumidores de cada nível de tensão e tipo de fornecimento.

Na Figura 10-21, apresenta-se, para cada nível de tensão o preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2009, considerando o efeito do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Figura 10-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2009, decomposto por actividade, sem os efeitos do Decreto-Lei n.º 165/2008

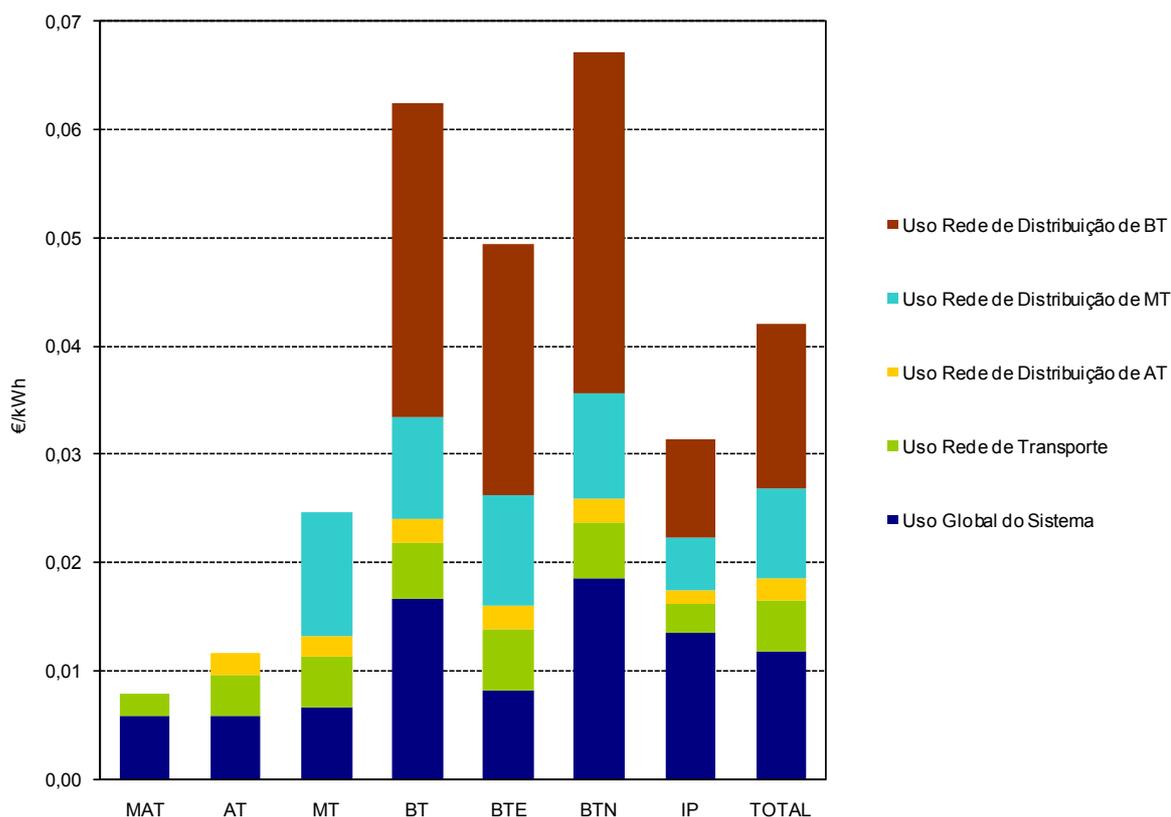


Figura 10-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2009, sem os efeitos do Decreto-Lei n.º 165/2008

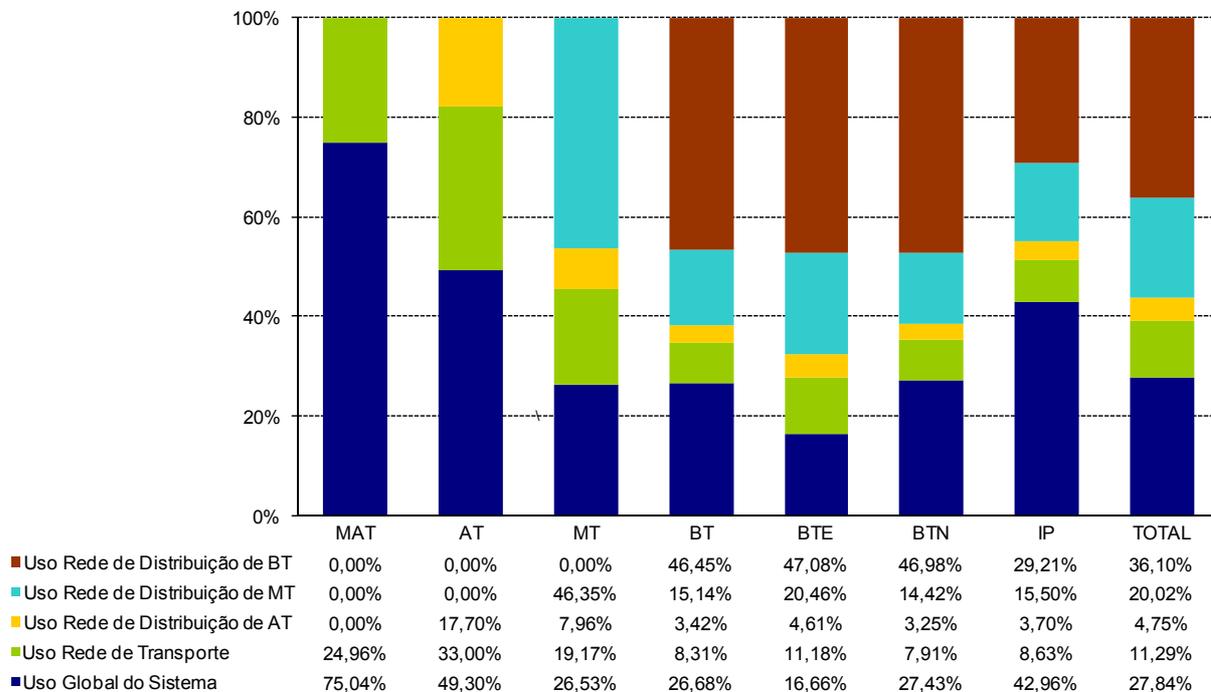


Figura 10-20 – Efeitos do Decreto-Lei n.º 165/2008 no preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2009

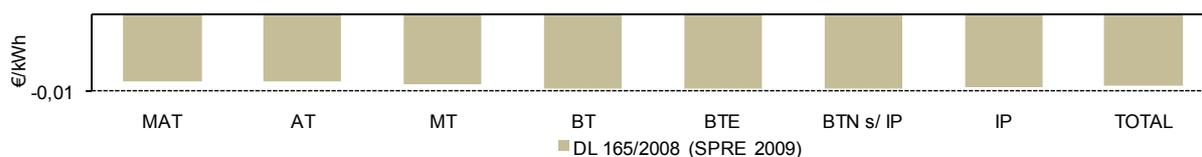
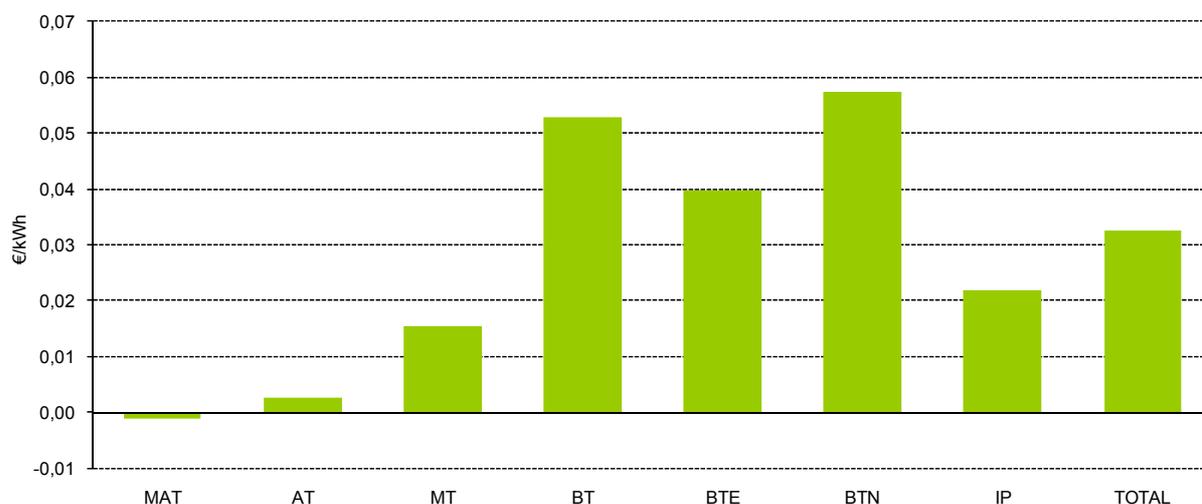


Figura 10-21 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2009, com os efeitos do Decreto-Lei n.º 165/2008



Na Figura 10-22 e na Figura 10-23, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes nas parcelas Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral, numa situação em que não são aplicadas as disposições do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Os Custos de Interesse Económico Geral incluem os custos considerados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, nomeadamente, sobrecusto com o Agente Comercial, os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual, custos com a tarifa social, a afectação do equilíbrio económico-financeiro das concessões das centrais hídricas, custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas, custos com a convergência tarifária relativos aos anos de 2006 e 2007, sobrecusto da Produção em Regime Especial, custos com a ERSE e transferências para a AdC, custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI CLEAR, S.A., custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica, custos com os terrenos dos centros afectos ao domínio público hídrico, défices tarifários de BT e BTN relativos a 2006 e 2007, respectivamente, rendas de concessão em baixa tensão, custos com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental, e custos com a limpeza de corredores florestais.

Figura 10-22 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2009 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral, sem os efeitos do Decreto-Lei n.º 165/2008

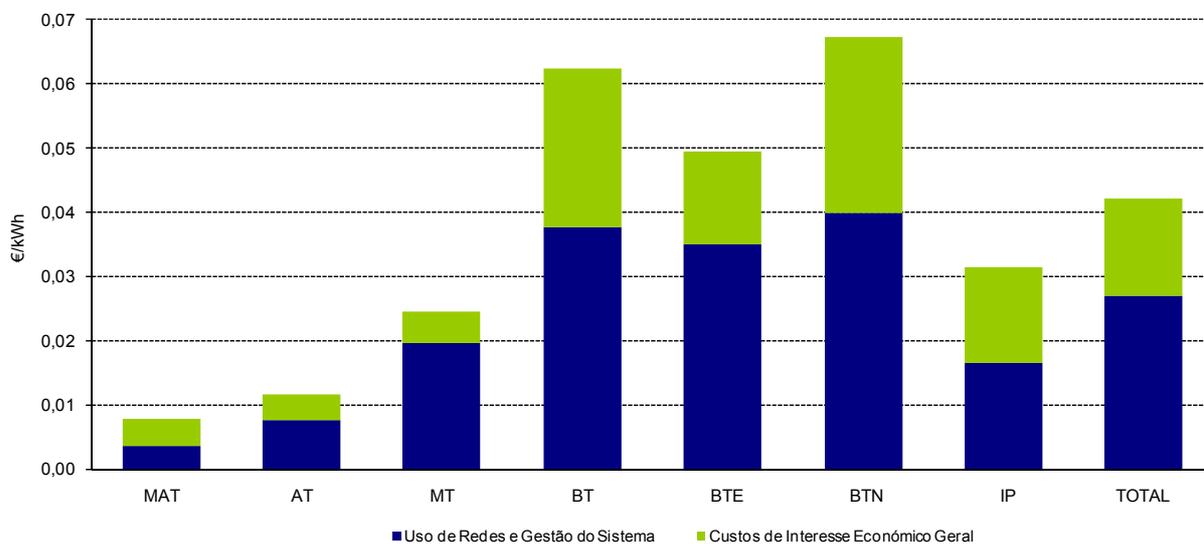
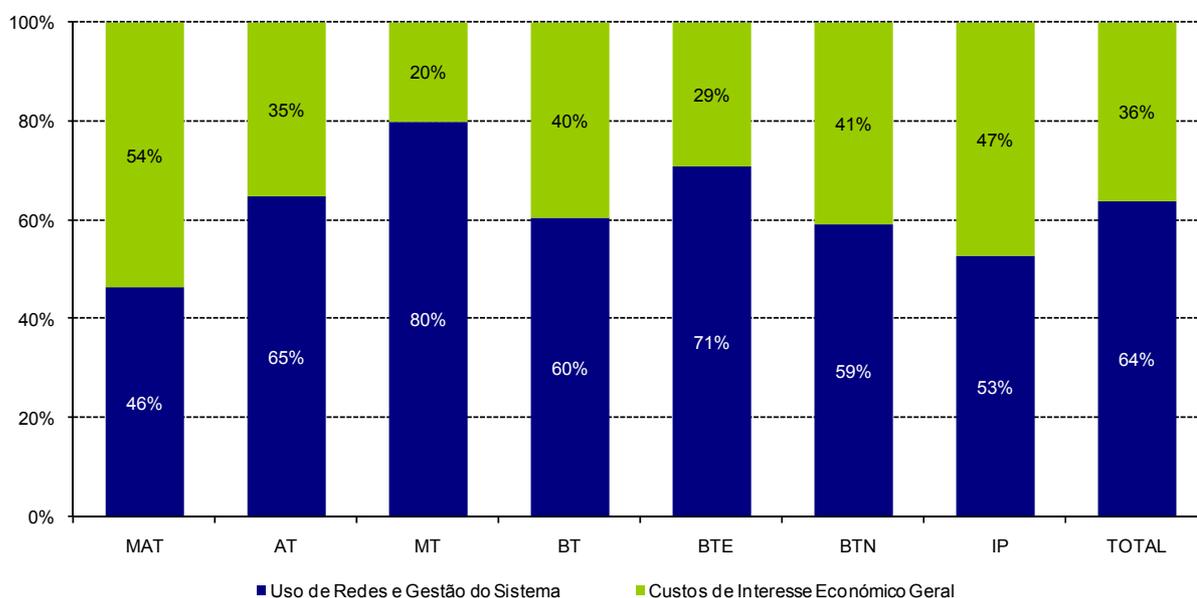


Figura 10-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2009 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral, sem os efeitos do Decreto-Lei n.º 165/2008



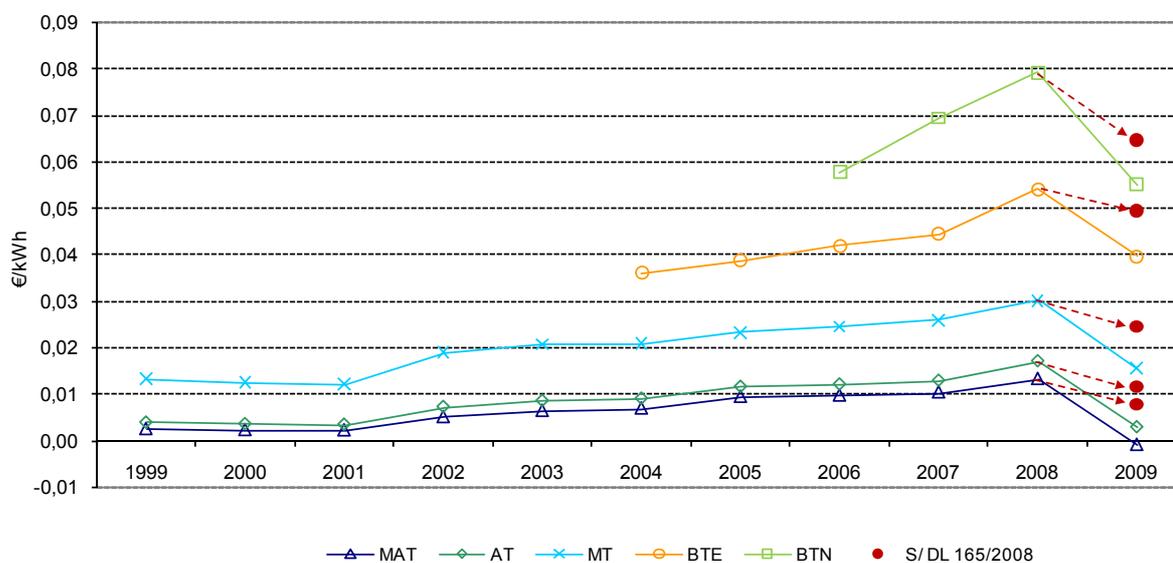
10.2.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 1999 E 2009

A Figura 10-24 e a Figura 10-25 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes, no período compreendido entre 1999 e 2009, por nível de tensão.

Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura das entregas de 2009, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efectivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respectivo ano em cada nível de tensão.

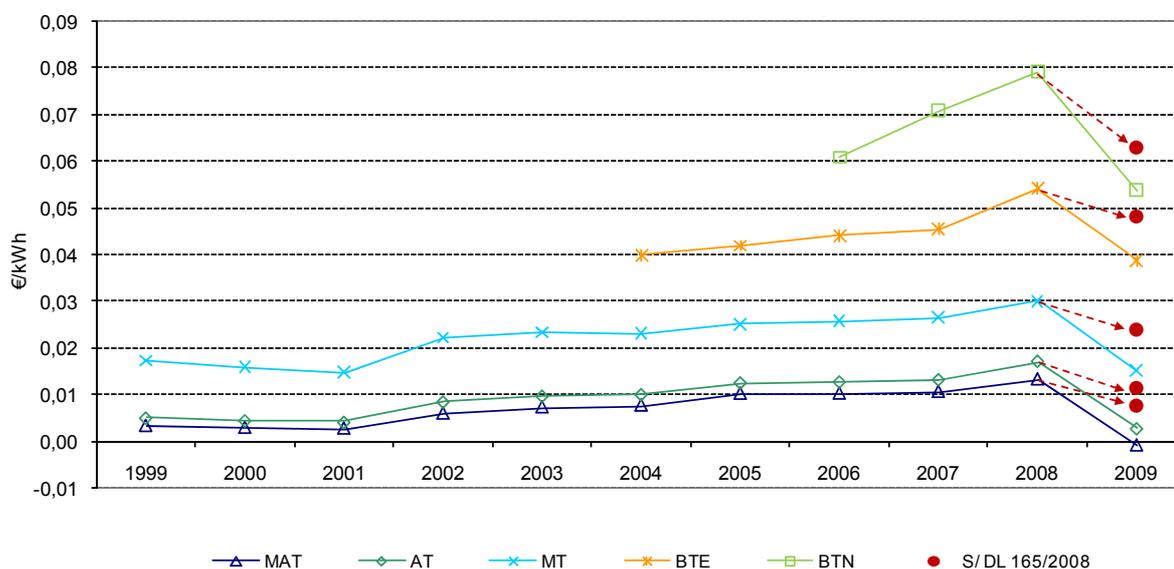
No período analisado na figura seguinte, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais de 11,7%, 11,5%, 6,3%, 6,5% e 3,8%, respectivamente. É também evidenciada a evolução tarifária resultante das disposições do Decreto-Lei n.º 165/2008.

**Figura 10-24 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços correntes)**



No período analisado na figura seguinte, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais de 8,6%, 8,4%, 3,3%, 3,8% e 1,3%, respectivamente, a preços constantes de 2008. É também evidenciada a evolução tarifária resultante das disposições do Decreto-Lei n.º 165/2008.

**Figura 10-25 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços constantes de 2008)**



No quadro seguinte apresenta-se a evolução das tarifas de Acesso às Redes, desde 1999. Os valores de 2009 consideram os efeitos da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Quadro 10-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Varição 2009/1999
MAT	real	100	88	83	179	219	231	306	306	318	397	-24	-124%
	nominal	100	91	89	199	251	271	367	378	404	515	-32	-132%
AT	real	100	89	83	167	191	197	246	250	259	335	56	-44%
	nominal	100	91	88	185	218	231	295	308	329	435	74	-26%
MT	real	100	92	85	129	136	134	146	150	154	175	88	-12%
	nominal	100	94	91	143	156	157	175	185	196	227	116	16%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	105	110	114	136	97	-3%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	116	123	150	110	10%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	-	100	117	130	88	-12%
	nominal	-	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	-5%

10.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

10.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO ENTRE 2008 E 2009

A variação tarifária a observar pelos clientes do comercializador de último recurso entre 2008 e 2009 considera o preço médio previsto para 2009 e o preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008, aos consumos previstos para 2009.

Nas figuras seguintes é apresentada a evolução do preço médio da energia eléctrica das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, representada através de três estados, a saber:

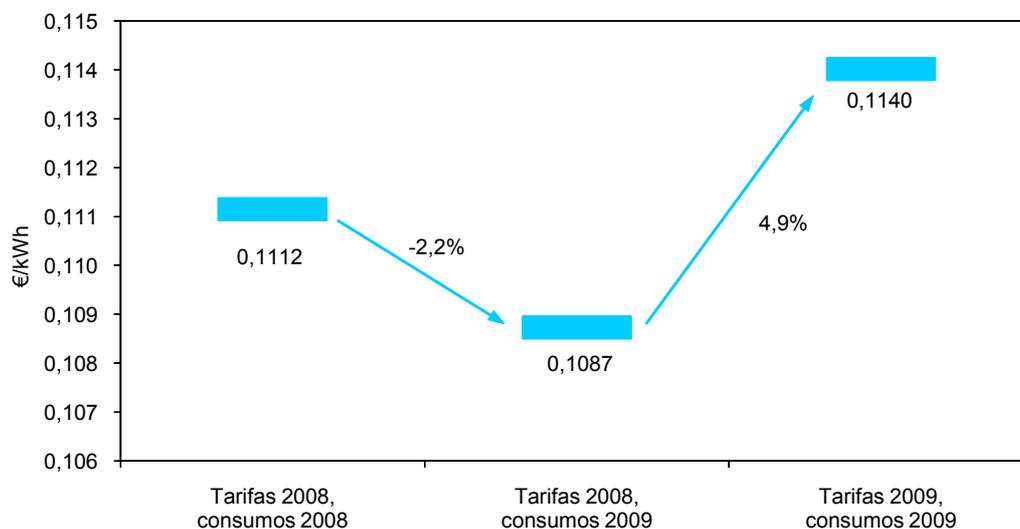
- Preços médios obtidos por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 publicadas em Dezembro de 2007.
- Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 afectados do consumo de 2009.
- Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a vigorar em 2009.

Conforme se ilustra no Quadro 10-4 e na Figura 10-26, em 2009, verificar-se-á uma subida de 4,9% nas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, relativamente às tarifas de 2008, a que corresponde uma variação de 2,6% no preço médio.

**Quadro 10-4 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso
2009/2008**

Estado e características	Tarifas 2008, consumos 2008	Tarifas 2008, consumos 2009	Tarifas 2009, consumos 2009
Proveitos (10 ⁶ EUR)	4 719	4 744	4 975
Consumo (GWh)	42 453	43 629	43 629
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1112	(2) 0,1087	(3) 0,1140
Variação (%)		(2)/(1) = -2,2%	(3)/(2) = 4,9%

Figura 10-26 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso 2009/2008



Varição preço médio = 2,6%

Varição tarifária = 4,9%

O primeiro estado representado corresponde à situação prevista em Dezembro de 2007 para vigorar em Janeiro de 2008, em que a proveitos permitidos de 4 719 milhões de euros e a consumos de 42,5 TWh corresponde o preço médio de 0,1112 €/kWh.

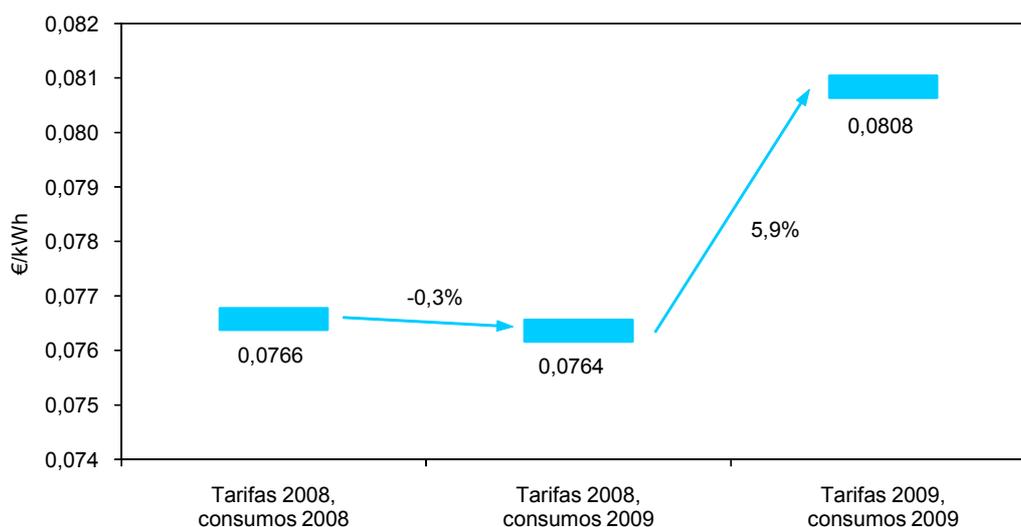
No segundo estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2009. Mantendo os preços das tarifas de 2008, a evolução da estrutura de consumos origina uma redução de 2,2% no preço médio. No último estado apresenta-se o preço médio que se irá observar em 2009, 0,1140 €/kWh, e a variação tarifária de 4,9%.

No que concerne as tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT, em 2009, verificar-se-á uma variação tarifária de 5,9%, a que corresponde uma variação de 5,6% no preço médio, conforme se ilustra no Quadro 10-5 e na Figura 10-27.

Quadro 10-5 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MAT, AT e MT
2009/2008

Estado e características	Tarifas 2008, consumos 2008	Tarifas 2008, consumos 2009	Tarifas 2009, consumos 2009
Proveitos (10 ⁶ EUR)	1 406	1 569	1 661
Consumo (GWh)	18 362	20 541	20 541
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,0766	(2) 0,0764	(3) 0,0808
Variação (%)		(2)/(1) = -0,3%	(3)/(2) = 5,9%

Figura 10-27 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MAT, AT e MT
2009/2008



Variação preço médio = 5,6%

Variação tarifária = 5,9%

A evolução do preço médio da energia eléctrica em MAT, AT e MT de 2008 para 2009 pode ser representada através de três estados. O primeiro estado corresponde à situação prevista em Dezembro de 2007, em que a proveitos permitidos de 1 406 milhões de euros e a consumos de 18,4 TWh corresponde o preço médio de 0,0766 €/kWh.

No segundo estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2009. Mantendo os preços das tarifas de 2008, a evolução da estrutura de consumos origina uma diminuição de 0,3% no preço médio.

No terceiro estado apresenta-se o acréscimo a aplicar às tarifas de MAT, AT e MT no valor de 5,9%, que proporciona às empresas, em 2009, receitas no valor de 1 661 milhões de euros.

As tarifas de Venda a Clientes Finais em BT irão observar uma subida de 4,4%, a que corresponde um aumento de 4,4% no preço médio de venda a clientes finais em BT, conforme se ilustra no Quadro 10-6 e na Figura 10-28.

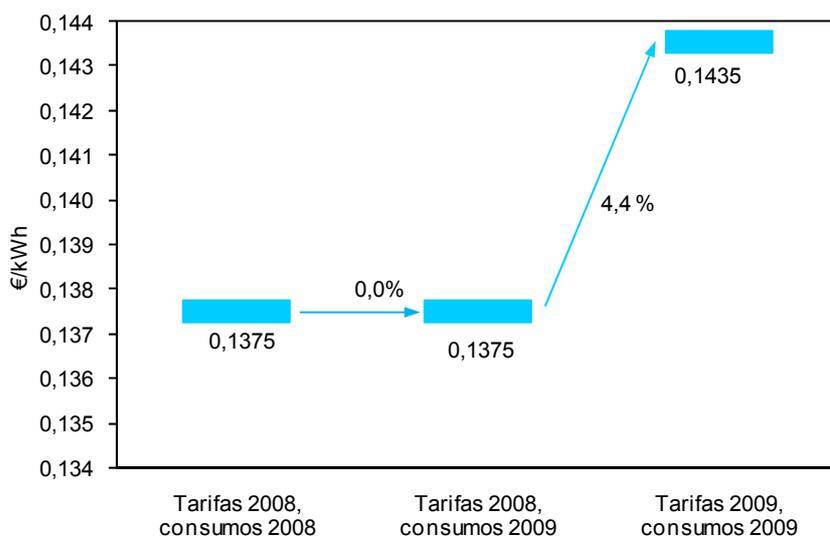
Quadro 10-6 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BT

2009/2008

Estado e características	Tarifas 2008, consumos 2008 (1)	Tarifas 2008, consumos 2009 (2)	Tarifas 2009, consumos 2009 (3)
Proveitos (10 ⁶ EUR)	3 313	3 175	3 314
Consumo (GWh)	24 091	23 088	23 088
Preço médio (€/kWh)	0,1375	0,1375	0,1435
Varição (%)		(2)/(1) = 0	(3)/(2) = 4,4

Figura 10-28 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BT

2009/2008

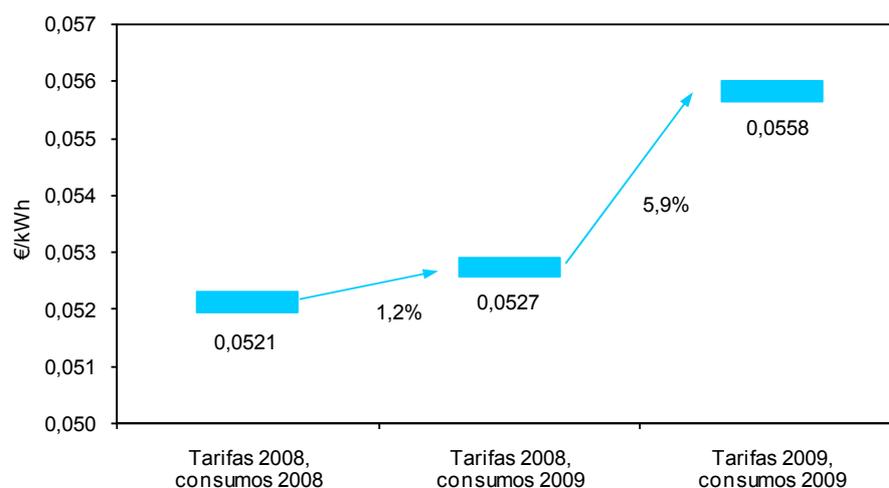


Varição preço médio = 4,4%

Varição tarifária = 4,4%

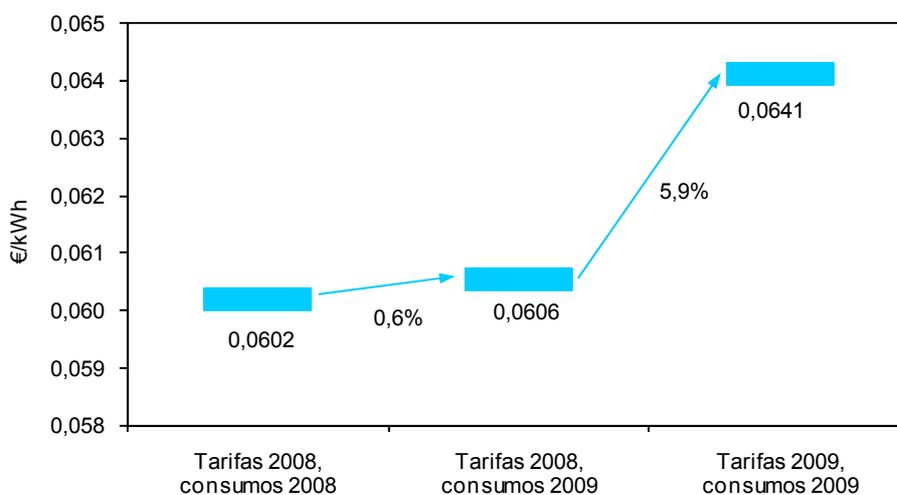
Em seguida apresentam-se figuras com a evolução do preço médio entre 2008 e 2009, em cada nível de tensão (Figura 10-29 a Figura 10-35). Ocorreram variações diferenciadas por nível de tensão: 5,9% em MAT, AT e MT, 4,8% em BTE, 4,8% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA, 4,1% para clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA e 7,9% em IP. Globalmente, a BT observa um acréscimo tarifário de 4,4%.

Figura 10-29 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MAT
2009/2008



Varição tarifária = 5,9%
Varição preço médio = 7,1%

Figura 10-30 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em AT
2009/2008



Varição tarifária = 5,9%
Varição preço médio = 6,5%

Figura 10-31 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em MT
2009/2008

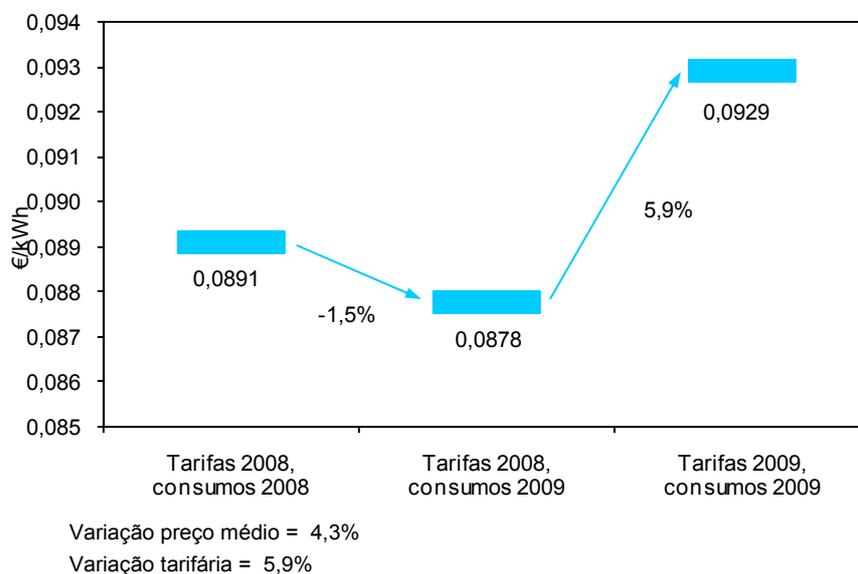


Figura 10-32 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTE
2009/2008

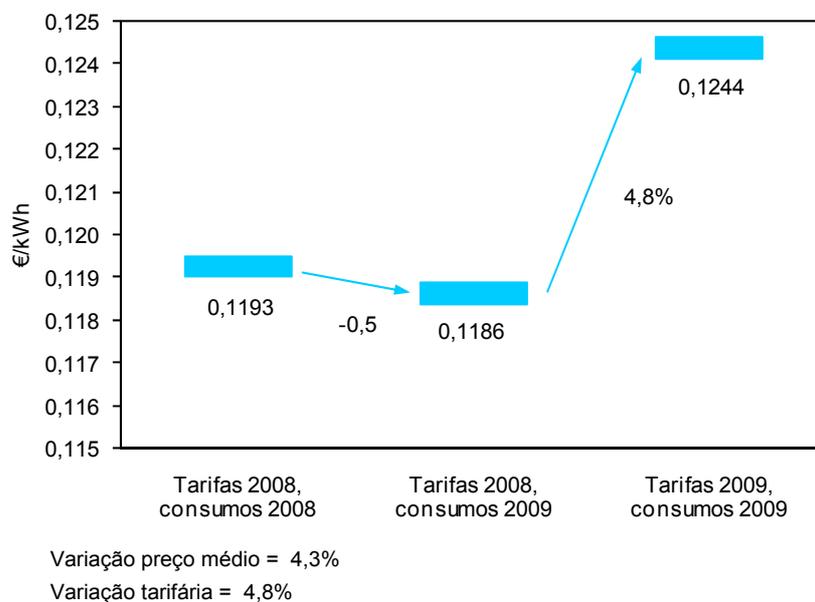
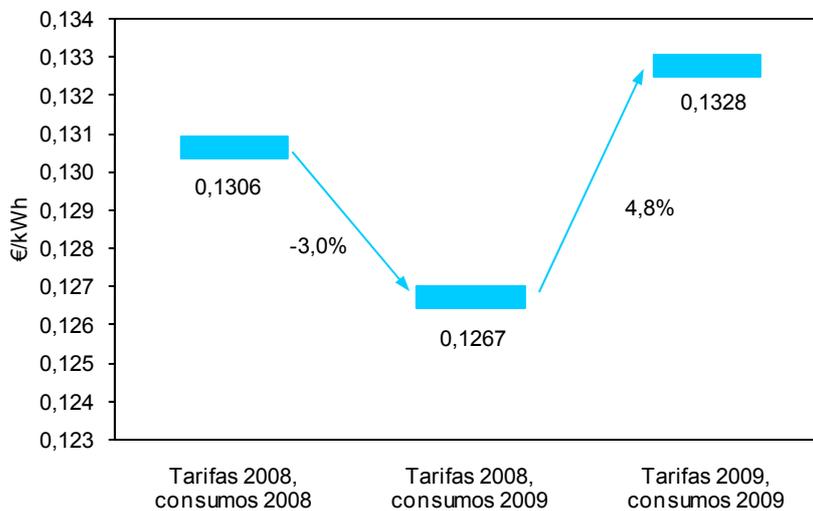


Figura 10-33 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA)

2009/2008

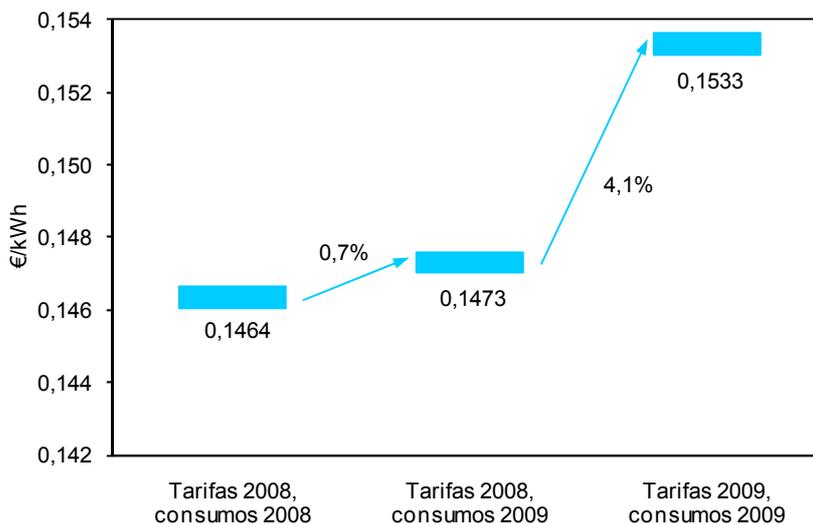


Varição preço médio = 1,6%

Varição tarifária = 4,8%

Figura 10-34 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN sem IP ($\leq 20,7$ kVA)

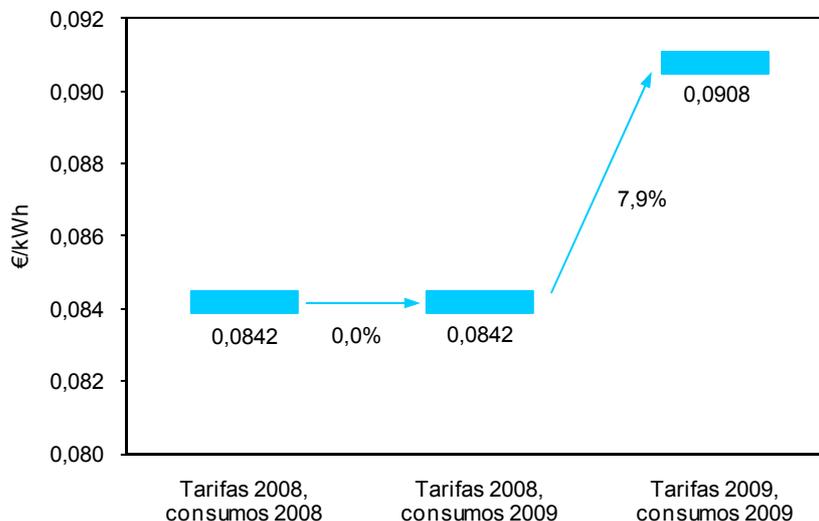
2009/2008



Varição preço médio = 4,8%

Varição tarifária = 4,1%

**Figura 10-35 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em IP
2009/2008**



Variação preço médio = 7,9%
Variação tarifária = 7,9%

10.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO EM 2009

Na Figura 10-36 e na Figura 10-37 apresenta-se para cada nível de tensão a decomposição e a estrutura, por actividade regulada, do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso. A decomposição apresentada pressupõe que os preços a pagar pelo acesso às redes coincidem com os preços das tarifas por actividade incluídas nas tarifas de Acesso às Redes (Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição) aplicáveis a cada fornecimento. A estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização coincide com a estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização aplicáveis a cada fornecimento. Os preços médios das tarifas de Energia e de Comercialização são obtidos subtraindo ao preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão, o preço médio pago pelo acesso às redes.

Figura 10-36 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2009

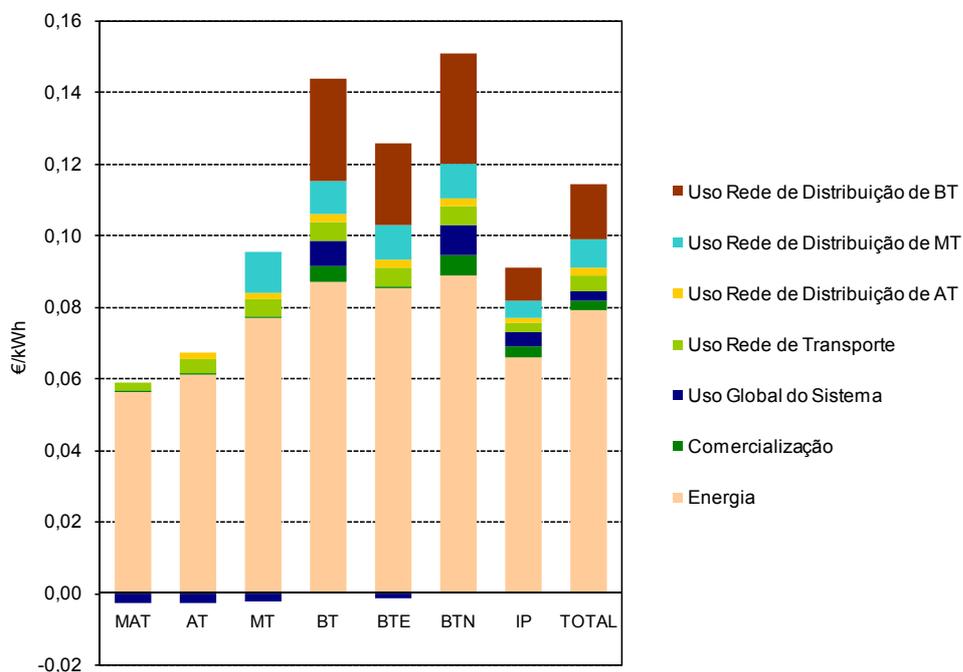
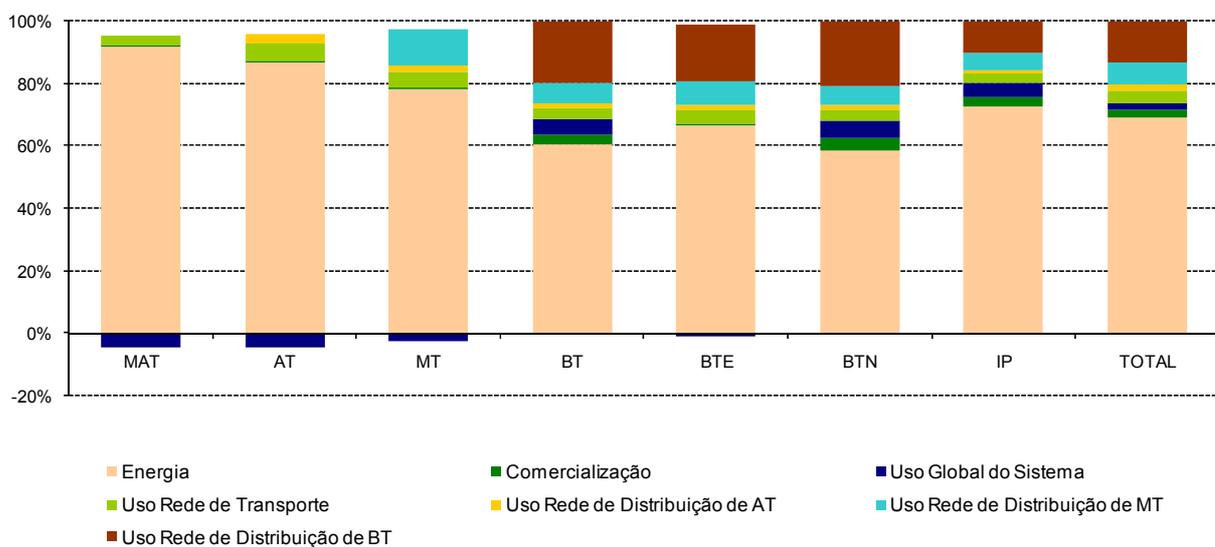


Figura 10-37 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2009



Na Figura 10-38 e na Figura 10-39, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso nas parcelas: Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Geral.

Figura 10-38 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2009, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Geral

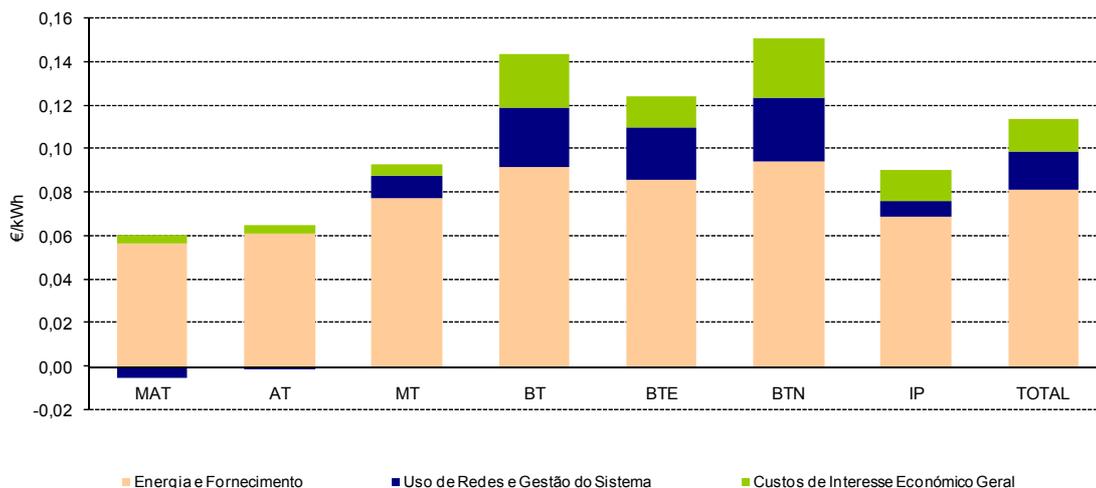
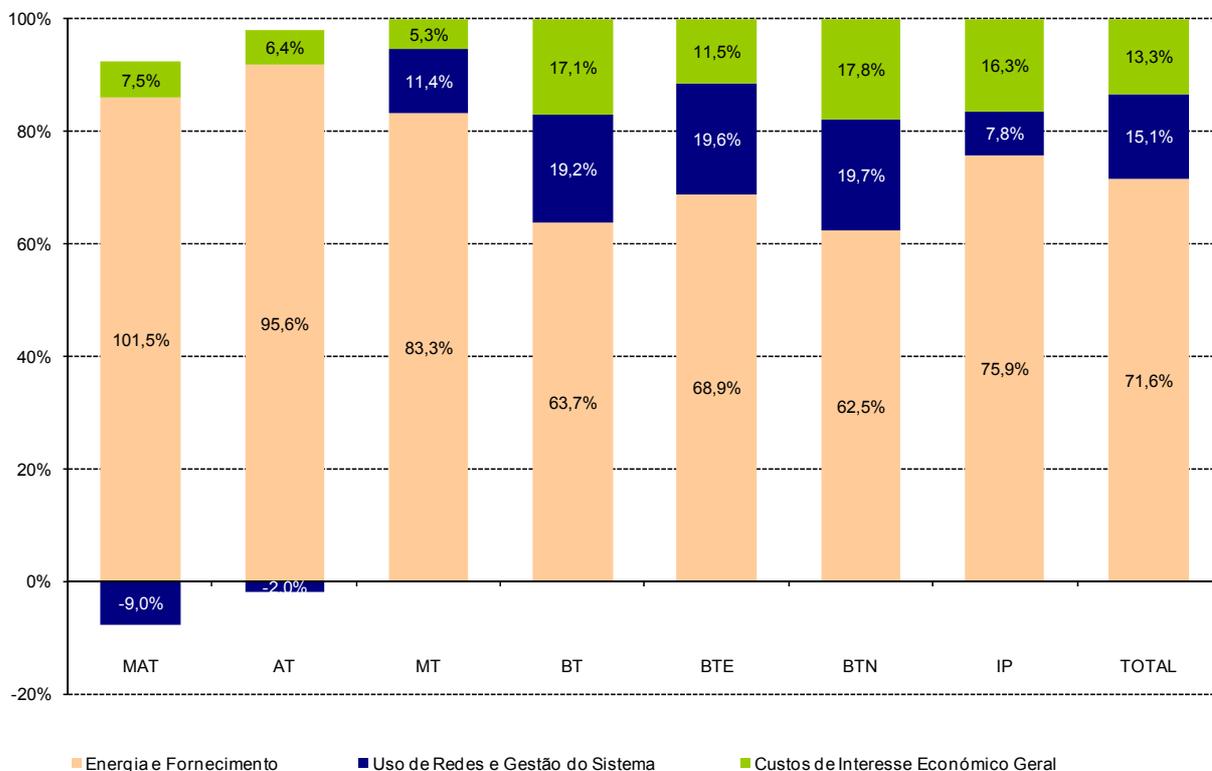


Figura 10-39 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2009, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Geral



10.3.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO ENTRE 1990 E 2009

A Figura 10-40 e a Figura 10-41 apresentam a evolução tarifária verificada nas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso desde 1990 até 2009, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN (incluindo IP). Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2009, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efectivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respectivo ano em cada nível de tensão.

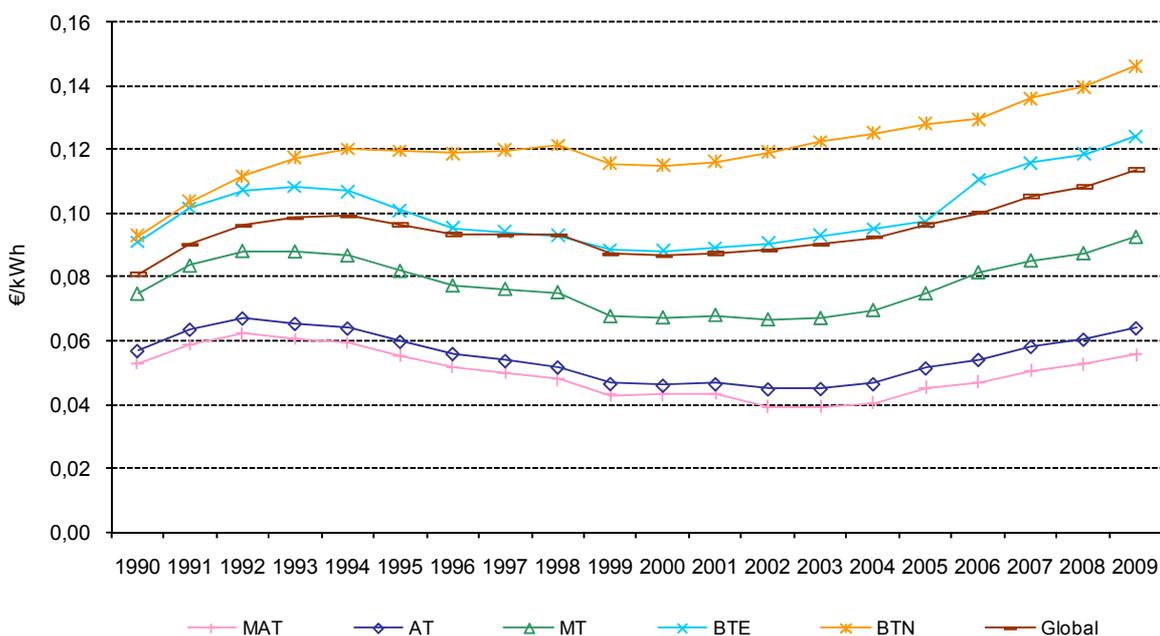
Para os níveis de tensão MAT e AT, os preços médios apresentados incluem, até 2001, o desconto praticado na factura. Os preços apresentados incluem também o efeito da aplicação dos ajustamentos trimestrais entre 2002 e 2005.

Os preços médios em 2006 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais excepcionais, revistas em Julho de 2006 de modo a dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 90/2006.

Os preços médios em 2007 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais ponderadas das tarifas fixadas em Dezembro de 2006 para vigorar a partir de Janeiro de 2007 e das tarifas extraordinárias, aprovadas para vigorarem entre Setembro e Dezembro de 2007.

Os preços médios em 2009 consideram a aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, que introduz mecanismos de estabilização tarifária aplicáveis em períodos de significativas e excepcionais circunstâncias de custos, com impactes tarifários elevados, definindo as regras aplicáveis ao reconhecimento de ajustamentos tarifários referentes à aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso, e bem como, à repercussão tarifária dos custos de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

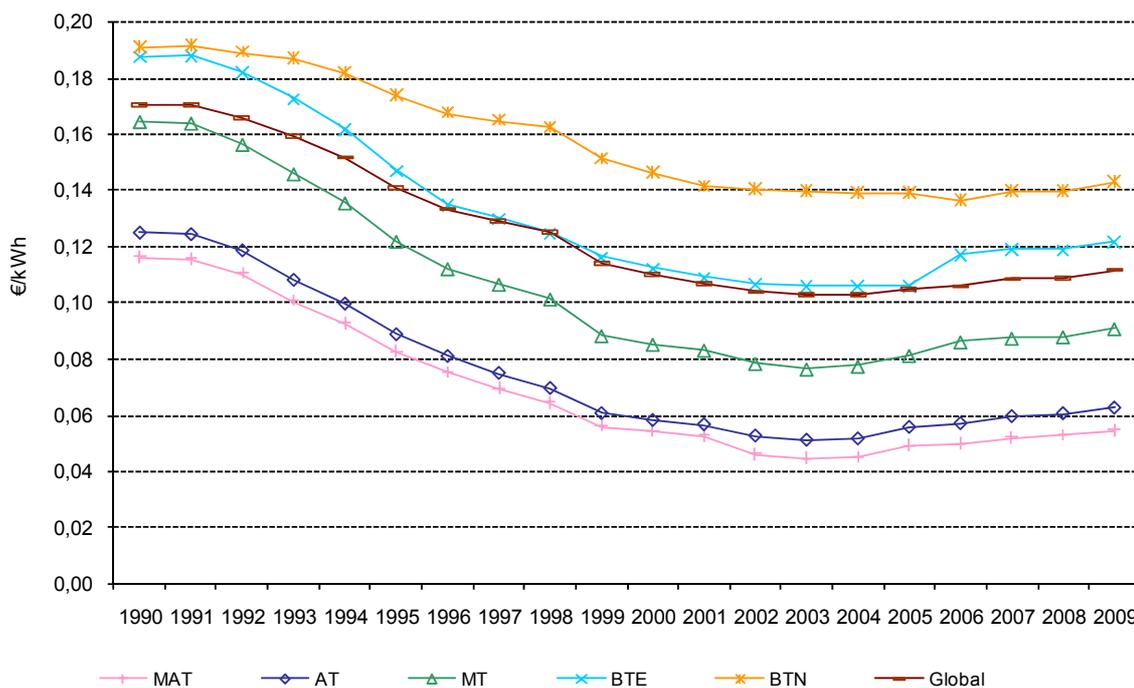
Figura 10-40 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes de 2008 (Figura 10-41), o preço médio global registou desde 1990 até 2009 uma redução média anual de 2,1%. Em 2009, o preço médio global é cerca de 65% do verificado em 1990.

Em MAT e em AT, os preços médios em 2009 são cerca de 47% e 50% dos respectivos preços verificados em 1990. Em MT, BTE e BTN, os preços médios em 2009 são cerca de 55%, 65% e 75% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

Figura 10-41 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2008)



Finalmente, no quadro seguinte apresenta-se a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, desde 1998. Os valores apresentados incluem a aplicação dos ajustamentos trimestrais em MAT, AT e MT que vigoraram entre 2002 e 2005.

Quadro 10-7 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão

Tarifas	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Varição 2009/1998	
MAT	real	100	87	85	82	71	69	70	76	77	81	82	85	-15%
	nominal	100	90	90	90	82	82	85	95	98	106	110	117	17%
AT	real	100	87	84	81	76	74	74	80	82	86	87	90	-10%
	nominal	100	90	89	90	87	87	90	99	105	112	117	124	24%
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	80	85	86	87	90	-10%
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	100	108	113	116	123	23%
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	95	98	-2%
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	124	128	134	34%
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	88	-12%
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	121	21%

10.4 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

10.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 2008 E 2009

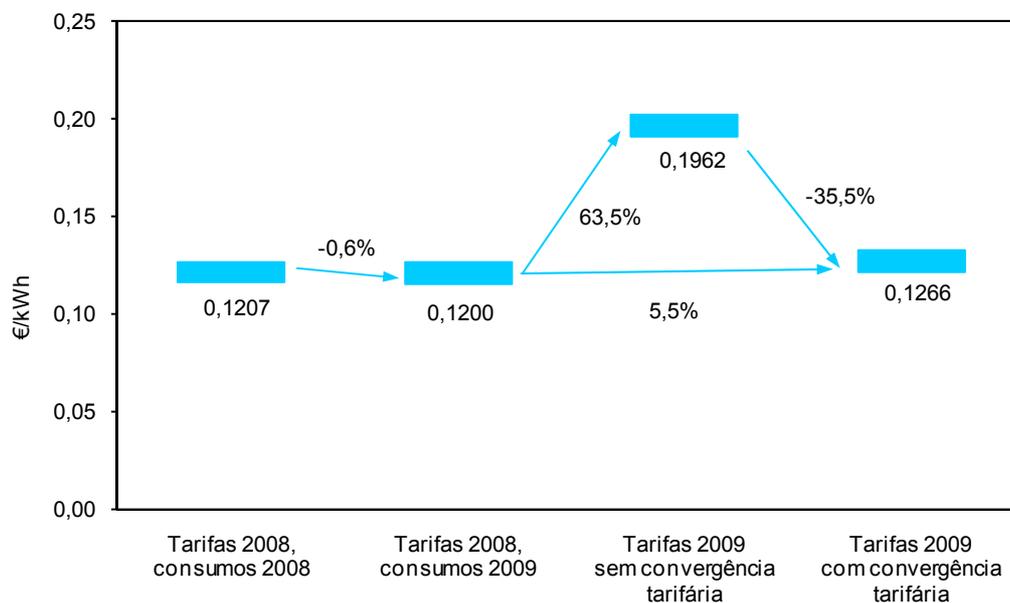
Em 2009, os preços de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 5,5%, relativamente a 2008, conforme se ilustra no Quadro 10-8 e na Figura 10-42. O preço médio apresenta uma subida de 4,9% devido à variação tarifária e à mudança da estrutura de consumos.

Quadro 10-8 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA

Estado e características	Tarifas 2008, consumos 2008	Tarifas 2008, consumos 2009	Tarifas 2009 sem convergência tarifária	Tarifas 2009 com convergência tarifária
Proveitos (10 ³ EUR)	84 042	85 889	140 457	90 635
Consumo (MWh)	696 199	716 027	716 027	716 027
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1207	(2) 0,1200	(3) 0,1962	(4) 0,1266
Varição (%)		(2)/(1) = -0,6%	(3)/(2) = 63,5%	(4)/(2) = 5,5%

Nota: Os valores apresentados não consideram as tarifas transitórias em vigor.

Figura 10-42 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA



Varição preço médio = 4,9%

Varição tarifária = 5,5%

Esta variação tarifária pode ser representada pela evolução de quatro estados, a saber:

- Preço médio publicado em Dezembro de 2007 para vigorar em 2008.
- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2008 aos consumos de 2009.
- Preço médio das tarifas, em 2009, calculadas considerando que a totalidade dos proveitos permitidos à empresa regulada são suportados pelos clientes da RAA.
- Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, em 2009, após convergência tarifária com as tarifas de Venda a Cliente Finais de Portugal continental.

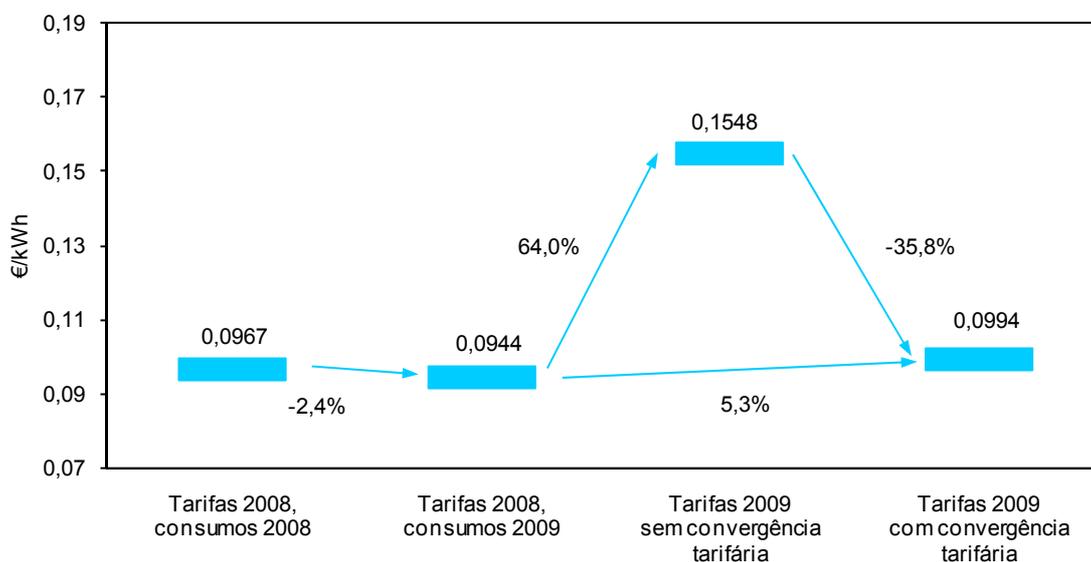
Refira-se que as presentes variações tarifárias não incluem as tarifas transitórias ainda em vigor.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2008 e 2009 é determinada a partir do preço médio previsto para 2009 (com convergência tarifária) e do preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 aos consumos previstos para 2009.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2008 e 2009 nos diferentes níveis de tensão (Figura 10-43 a Figura 10-48). Ocorreram variações diferenciadas por nível de tensão: 5,3% em MT, 4,2% em BTE, 6,7% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 17,25 kVA, 5,5%

para clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 17,25 kVA e 8,5% em IP. Globalmente, a BT observa um acréscimo tarifário de 5,6%.

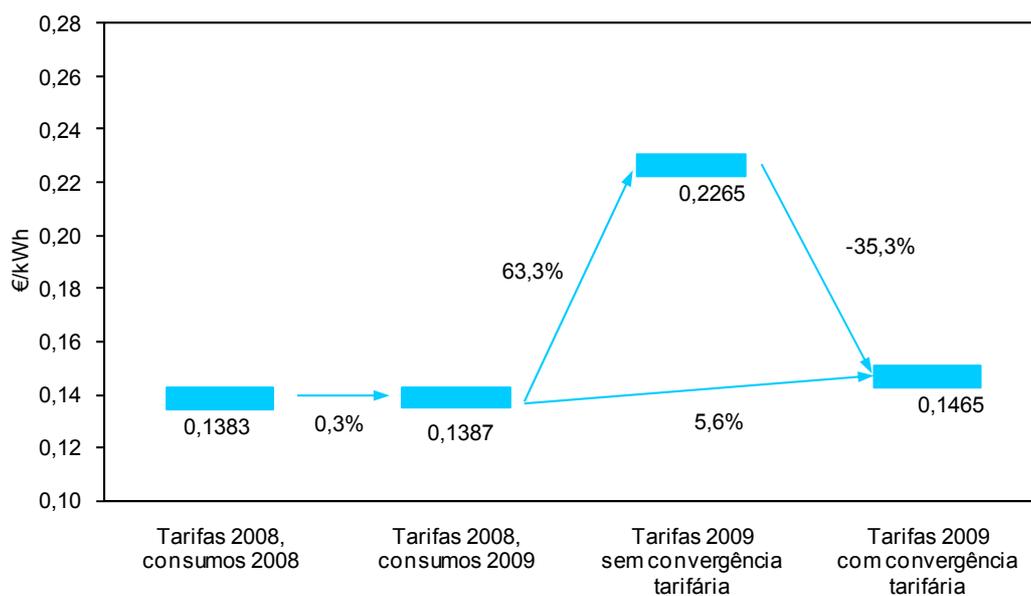
Figura 10-43 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA



Varição preço médio = 2,8%

Varição tarifária = 5,3%

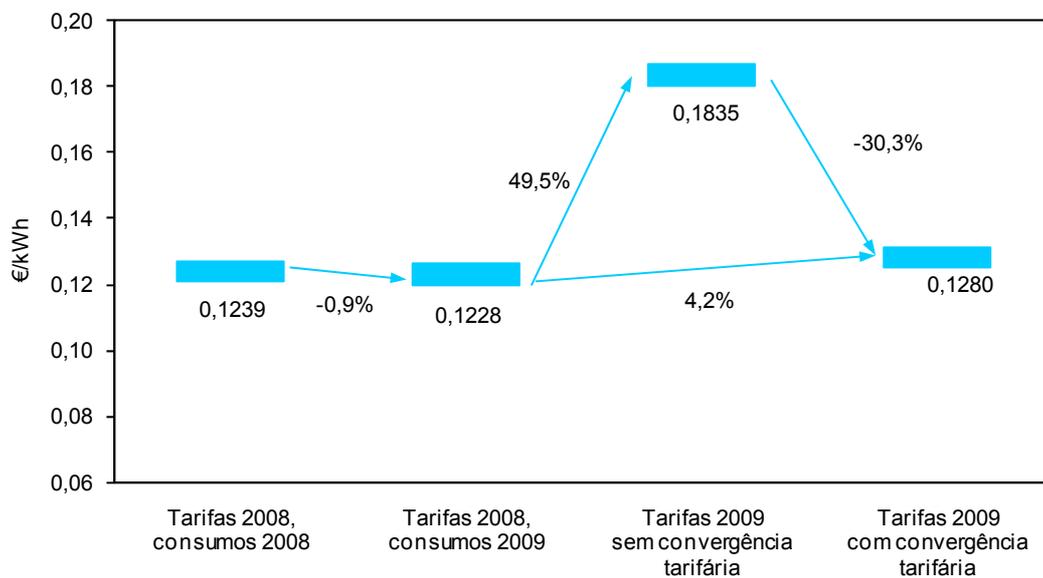
Figura 10-44 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BT na RAA



Variação preço médio = 6,0%

Variação tarifária = 5,6%

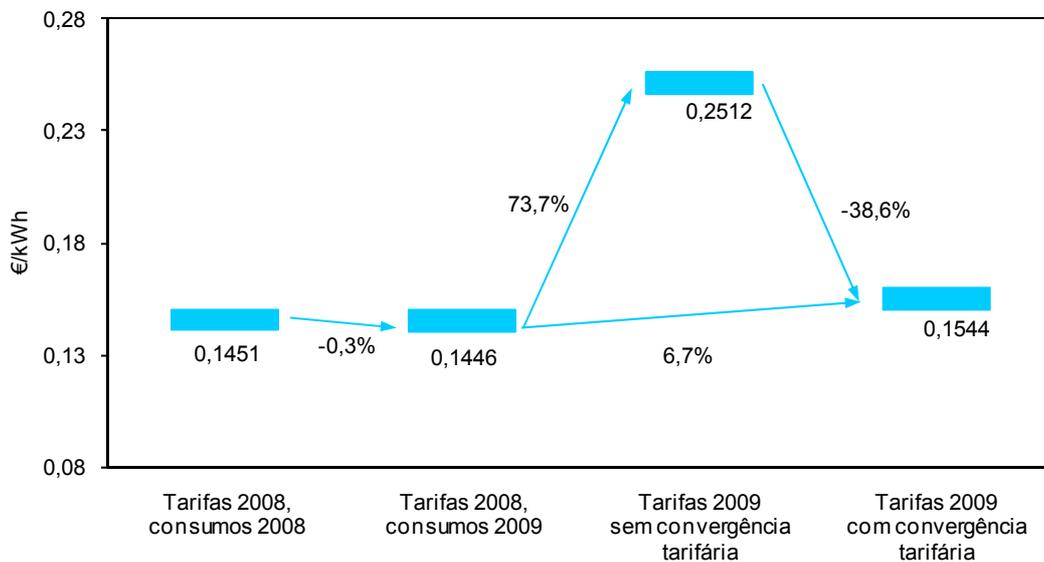
Figura 10-45 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA



Variação preço médio = 3,3%

Variação tarifária = 4,2%

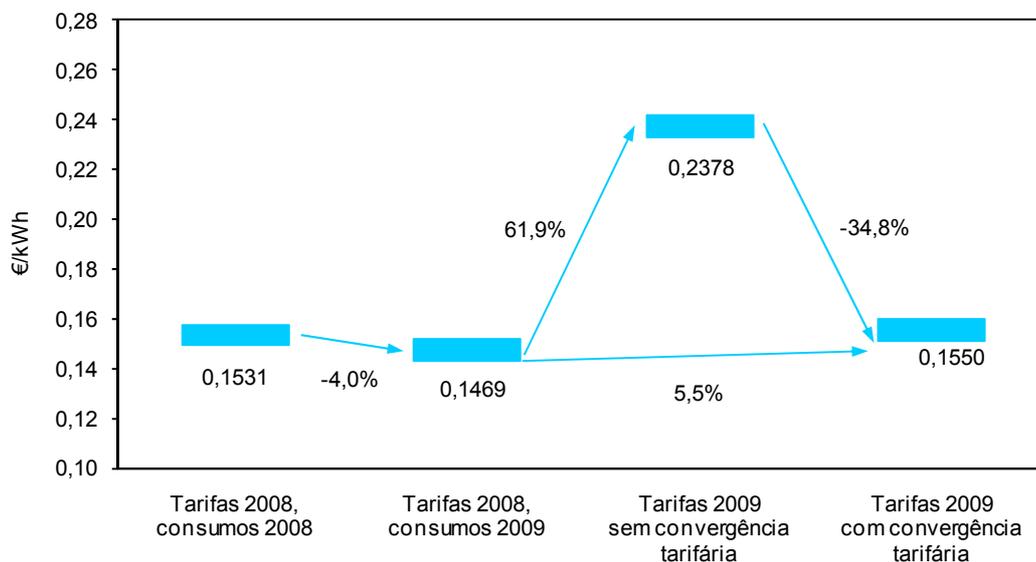
Figura 10-46 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 17,25 kVA) na RAA



Variação preço médio = 6,4%

Variação tarifária = 6,7%

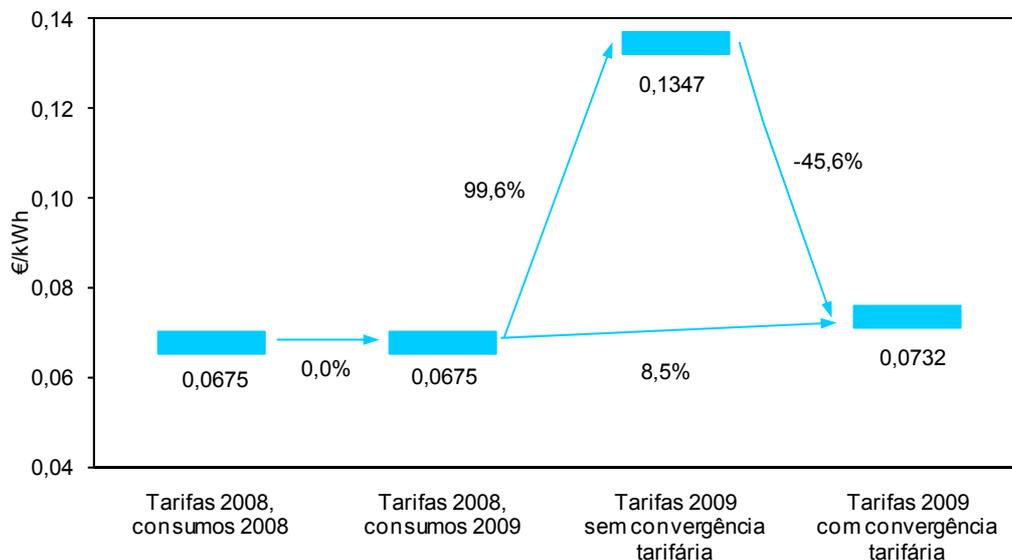
Figura 10-47 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP ($\leq 17,25$ kVA) na RAA



Variação preço médio = 1,3%

Variação tarifária = 5,5%

Figura 10-48 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAA



Variação preço médio = 8,5%

Variação tarifária = 8,5%

10.4.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 1990 E 2009

A Figura 10-49 e a Figura 10-50 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2009, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN (incluindo IP).

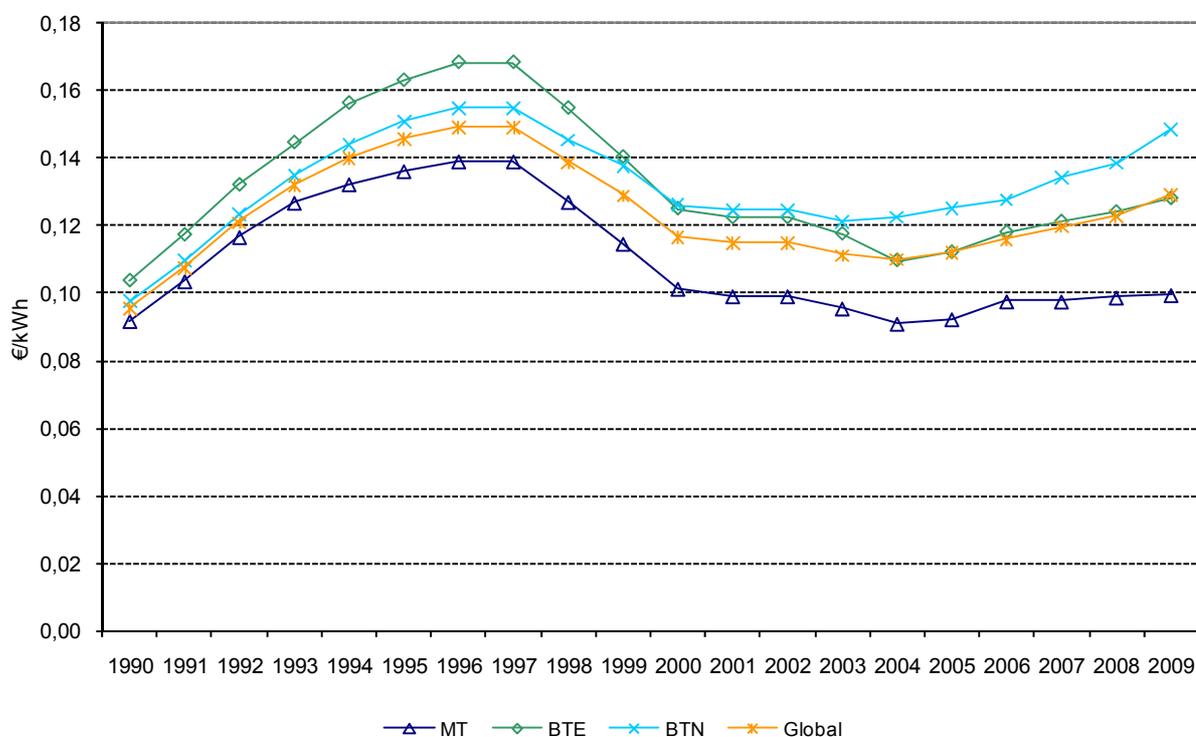
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2009, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efectivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respectivo ano em cada nível de tensão.

Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1997 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, indiciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia eléctrica praticados na Região Autónoma dos Açores com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional dos Açores.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA passam a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do sector eléctrico às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

No período compreendido entre 1990 e 2009, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,6%, sendo que a BTN registou os maiores acréscimos médios anuais, 2,2%, a preços correntes. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de 1,1% e de 0,4% ao ano, respectivamente.

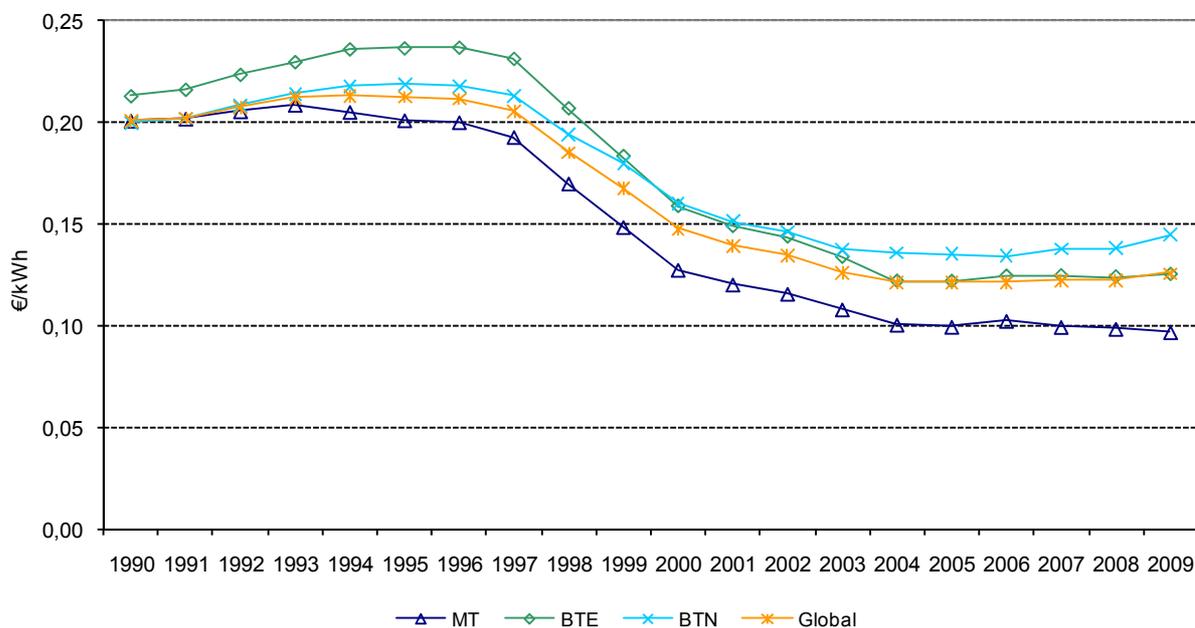
**Figura 10-49 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
(preços correntes)**



A preços constantes (Figura 10-50), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2005. Entre 1990 e 2009, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 2,4%, sendo o valor de 2009 cerca de 63% do verificado em 1990.

Em MT, os preços médios em 2009 são cerca de 48% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2009 são cerca de 59% e 73% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

**Figura 10-50 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
(preços constantes de 2008)**



No quadro seguinte apresenta-se ainda a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA, desde 2002.

Quadro 10-9 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão

Tarifas		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Variação 2009/2002
MT	real	100	93	87	86	89	86	85	84	-15%
	nominal	100	96	92	93	98	98	100	100	0%
BTE	real	100	93	85	85	86	87	86	87	-14%
	nominal	100	96	90	92	96	99	101	105	1%
BTN	real	100	94	93	93	92	94	95	99	-5%
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	11%

10.5 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

10.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 2008 E 2009

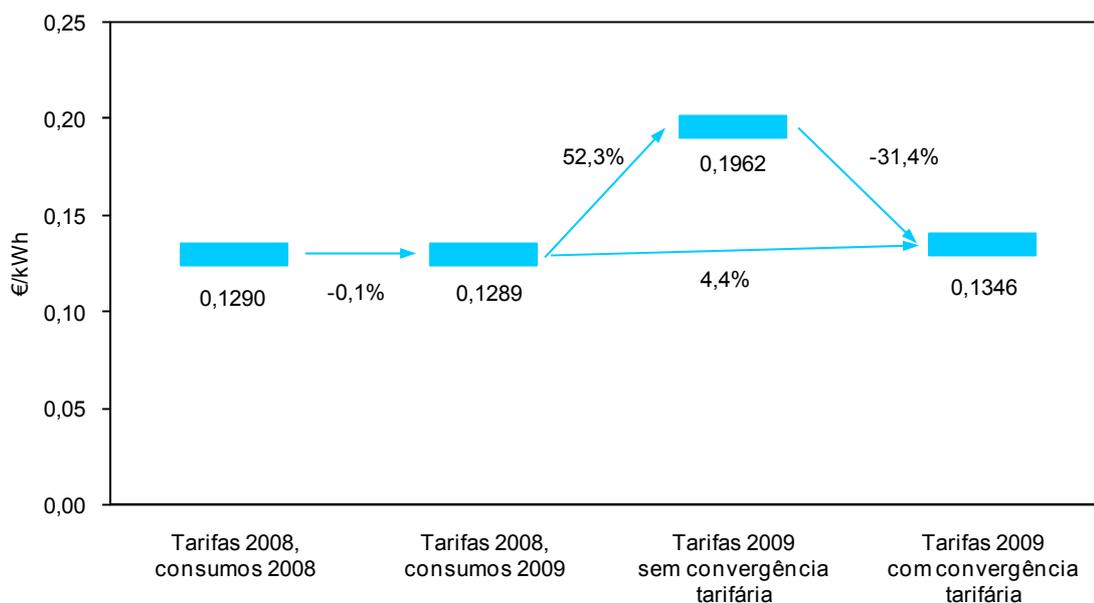
Em 2009 os preços de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 4,4%, relativamente a 2008, conforme se ilustra no Quadro 10-10 e na Figura 10-51. O preço médio apresenta uma subida de 1,7% devido à variação tarifária e alteração da estrutura de consumos.

Quadro 10-10 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM

Estado e características	Tarifas 2008, consumos 2008	Tarifas 2008, consumos 2009	Tarifas 2009 sem convergência tarifária	Tarifas 2009 com convergência tarifária
Proveitos (10 ³ EUR)	105 023	106 753	162 545	111 491
Consumo (MWh)	814 362	828 437	828 437	828 437
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1290	(2) 0,1289	(3) 0,1962	(4) 0,1346
Varição (%)		(2)/(1) = -0,1%	(3)/(2) = 52,3%	(4)/(2) = 4,4%

Nota: Os valores apresentados não consideram as tarifas transitórias em vigor.

Figura 10-51 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM



Varição preço médio = 4,4%

Varição tarifária = 4,4%

Esta variação tarifária pode ser representada pela evolução de quatro estados, a saber:

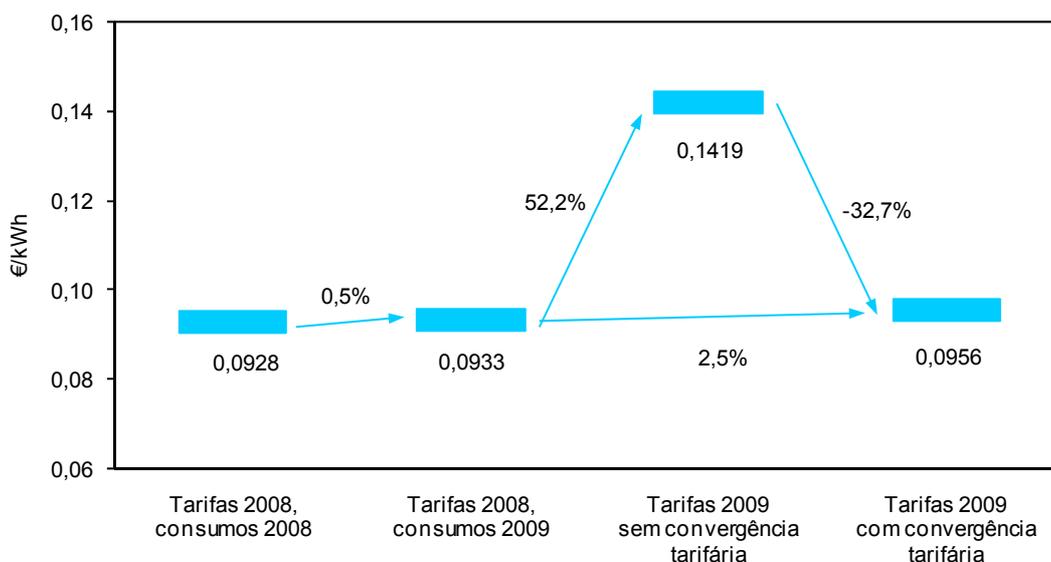
- Preço médio publicado em Dezembro de 2007 para vigorar em 2008.
- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2008 aos consumos de 2009.
- Preço médio das tarifas, em 2009, calculadas considerando que a totalidade dos proveitos permitidos à empresa regulada são suportados pelos clientes da RAM.
- Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, em 2009, após convergência tarifária com as tarifas de Venda a Cliente Finais de Portugal continental.

Refira-se que as presentes variações tarifárias não incluem as tarifas transitórias ainda em vigor.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2008 e 2009 é determinada a partir do preço médio previsto para 2009 (com convergência tarifária) e do preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2008 aos consumos previstos para 2009.

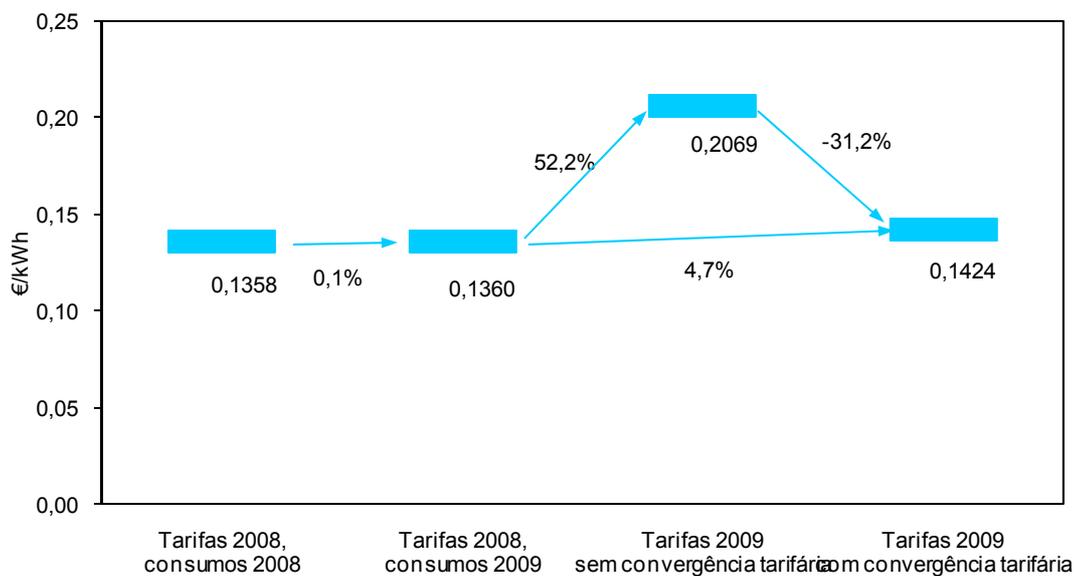
Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2008 e 2009 nos diferentes níveis de tensão (Figura 10-52 à Figura 10-57). Ocorreram variações diferenciadas por nível de tensão: 2,5% em MT, 1,9% em BTE, 5,8% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA, 4,9% para os clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, sem IP, e 7,9% para os clientes em IP. Globalmente, a BT observa um acréscimo tarifário de 4,7%.

Figura 10-52 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM



Variação preço médio = 3,0%
Variação tarifária = 2,5%

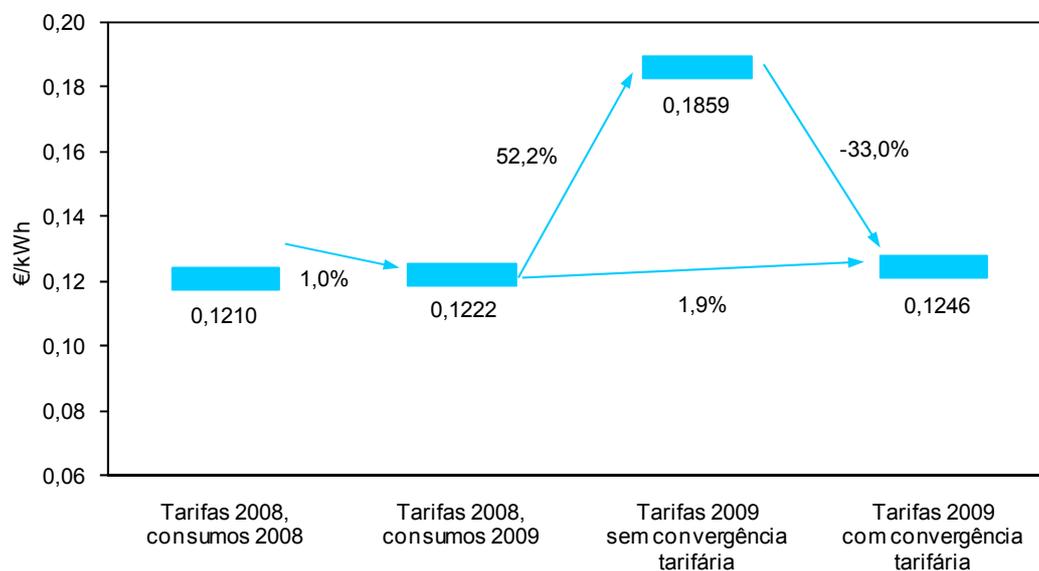
Figura 10-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BT na RAM



Variação preço médio = 4,8%

Variação tarifária = 4,7%

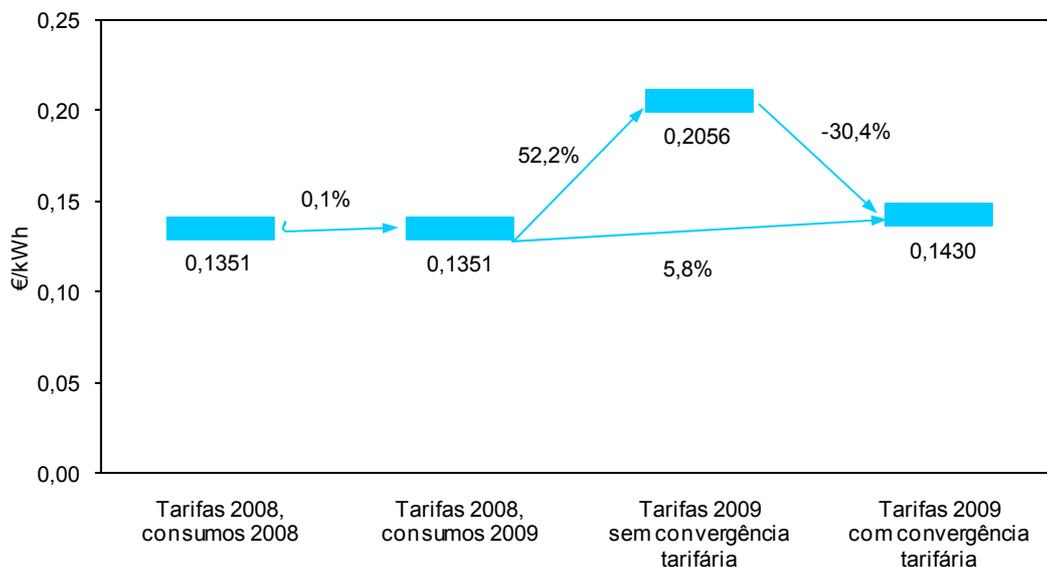
Figura 10-54 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM



Variação preço médio = 2,9%

Variação tarifária = 1,9%

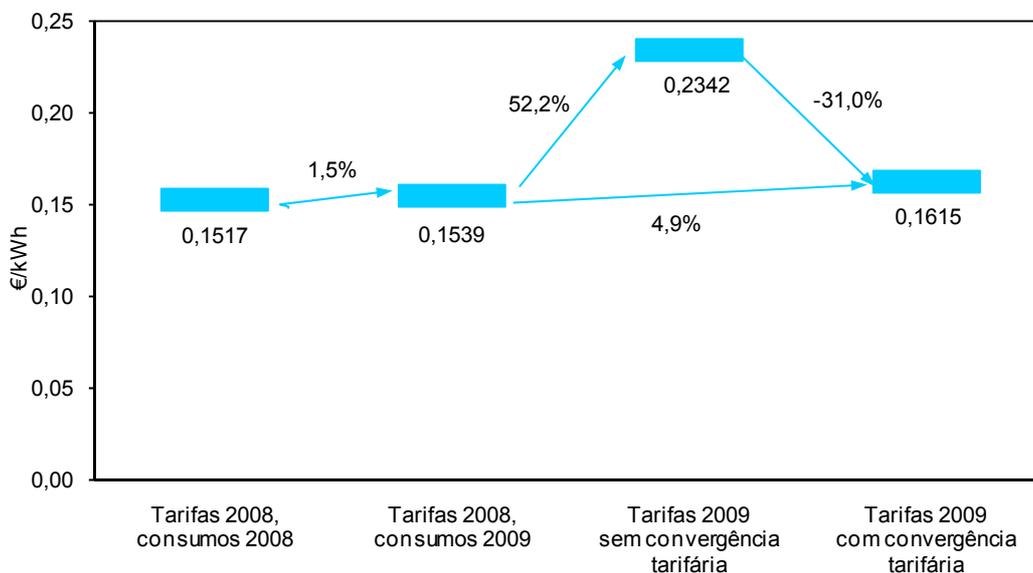
Figura 10-55 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM



Variação preço médio = 5,9%

Variação tarifária = 5,8%

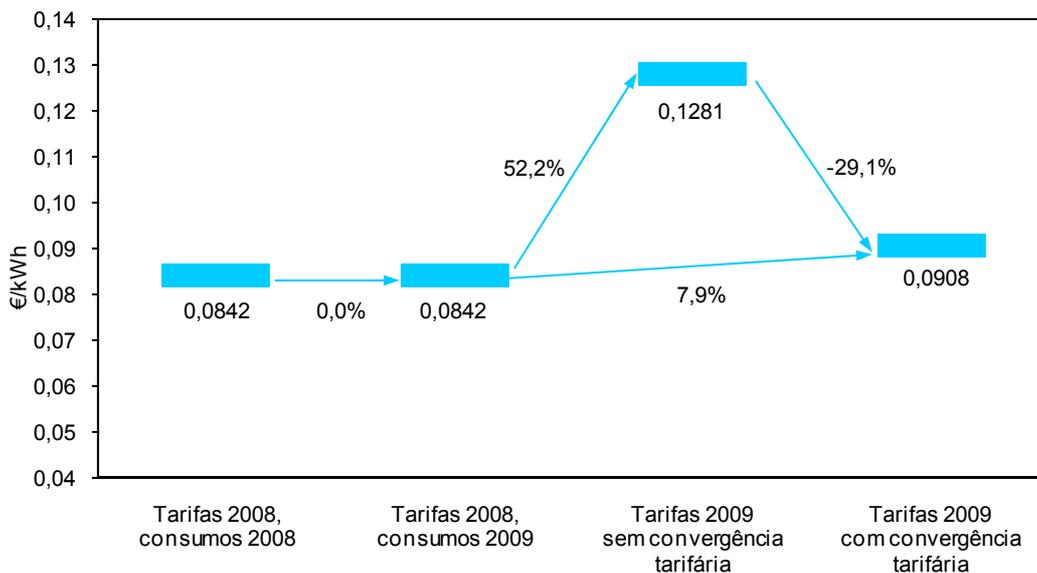
Figura 10-56 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP ($\leq 20,7$ kVA) na RAM



Variação preço médio = 6,5%

Variação tarifária = 4,9%

Figura 10-57 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAM



Variação preço médio = 7,9%

Variação tarifária = 7,9%

10.5.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 1990 E 2009

A Figura 10-58 e a Figura 10-59 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2009, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN (incluindo IP).

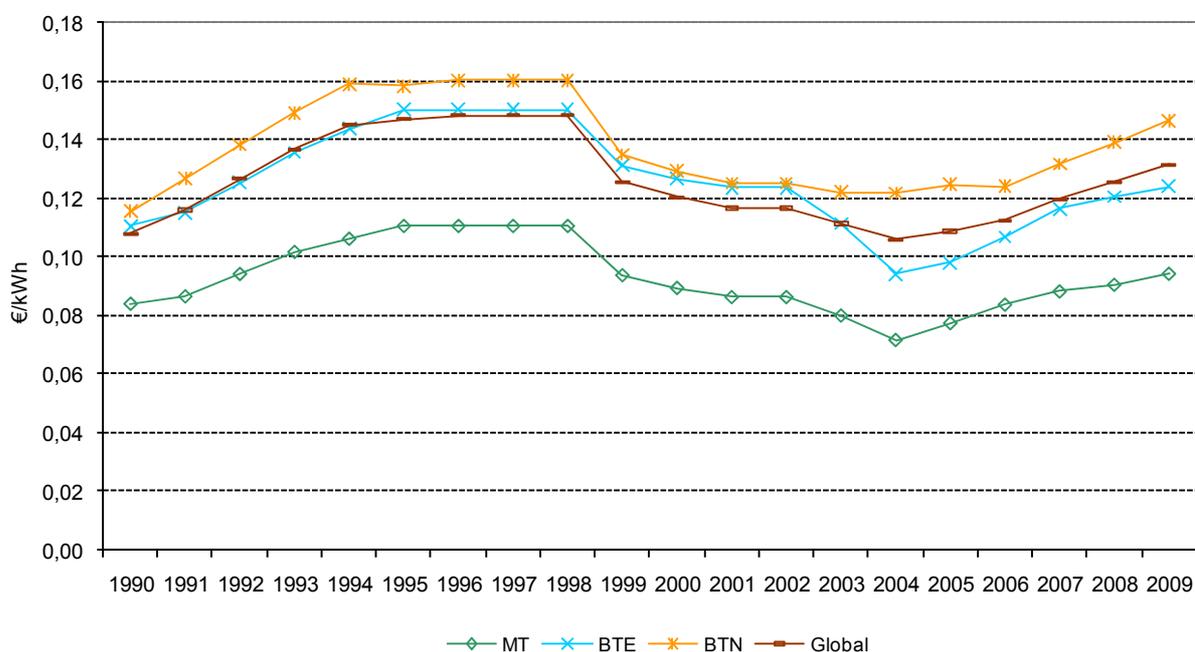
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2009, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efectivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respectivo ano em cada nível de tensão.

Até 1995 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1999 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, devido ao processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia eléctrica praticados na Região Autónoma da Madeira com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional da Madeira.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM passam a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do sector eléctrico às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

No período compreendido entre 1990 e 2009, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,0%, com a BTN a registar os maiores acréscimos médios anuais e BTE e MT acréscimos médios anuais mais moderados (1,3%, 0,6% e 0,6%, respectivamente), a preços correntes.

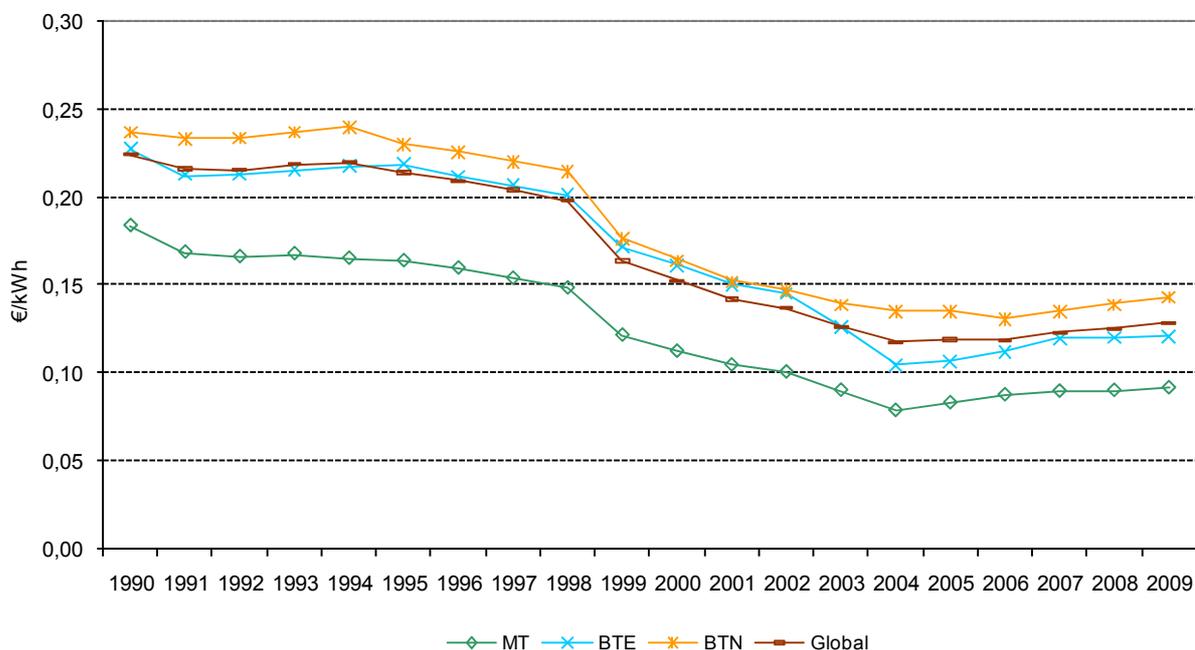
Figura 10-58 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes (Figura 10-59), entre 1990 e 2009, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 2,9%, sendo o valor de 2009 cerca de 57% do valor verificado em 1990.

Os preços médios de MT, em 2009, encontram-se 50% abaixo dos verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2008 são cerca de 53% e 60% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

Figura 10-59 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2008)



No quadro seguinte apresenta-se ainda a evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAM, desde 2002.

Quadro 10-11 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão

Tarifas		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Variação 2009/2002
MT	real	100	90	78	83	87	89	90	91	-9%
	nominal	100	93	83	90	97	102	105	109	9%
BTE	real	100	87	72	73	77	82	83	83	-17%
	nominal	100	90	76	79	86	94	97	100	0%
BTN	real	100	95	92	92	89	92	95	97	-3%
	nominal	100	98	97	100	99	105	111	117	17%

10.6 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

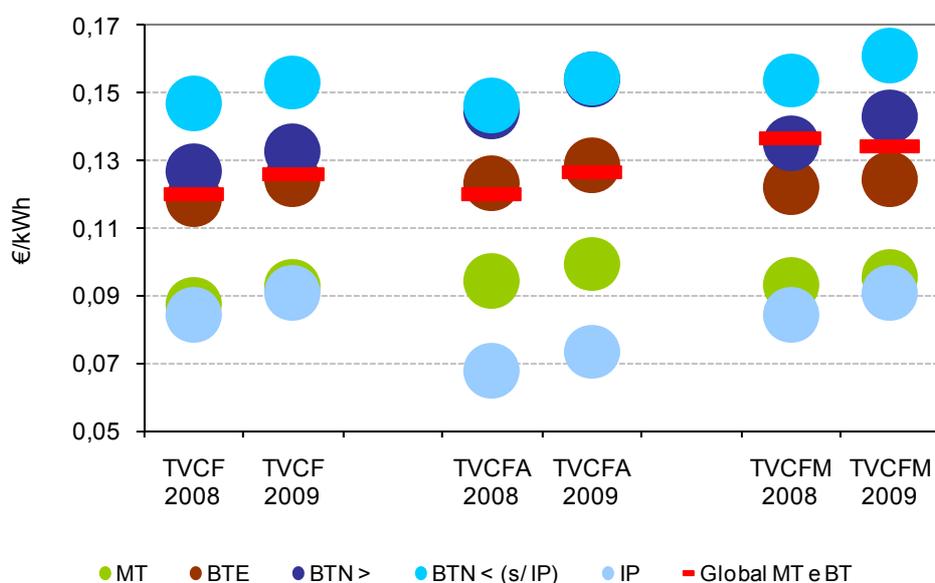
Na Figura 10-60 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM de 2008 e de 2009. Estes preços médios são calculados com a respectiva estrutura de consumos prevista para 2009. Assim, a evolução entre 2008 e 2009 corresponde à variação tarifária em cada região.

Importa referir que os preços médios de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, apresentados nas figuras supracitadas, resultam da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais a vigorar em 2008 e 2009 à estrutura de consumos do Continente e de cada Região Autónoma.

Atendendo a que as estruturas de consumo são distintas, podem obter-se preços médios por tipo de fornecimento e preços médios globais em cada região diferentes, justificados quer pela existência de diferentes preços por termo tarifário quer pela existência de diferentes estruturas de consumo.

Importa assim analisar os preços médios por tipo de fornecimento das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM corrigindo o efeito das diferenças de estrutura de consumos. Esta análise é apresentada na Figura 10-61 e seguintes.

Figura 10-60 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2008 e 2009

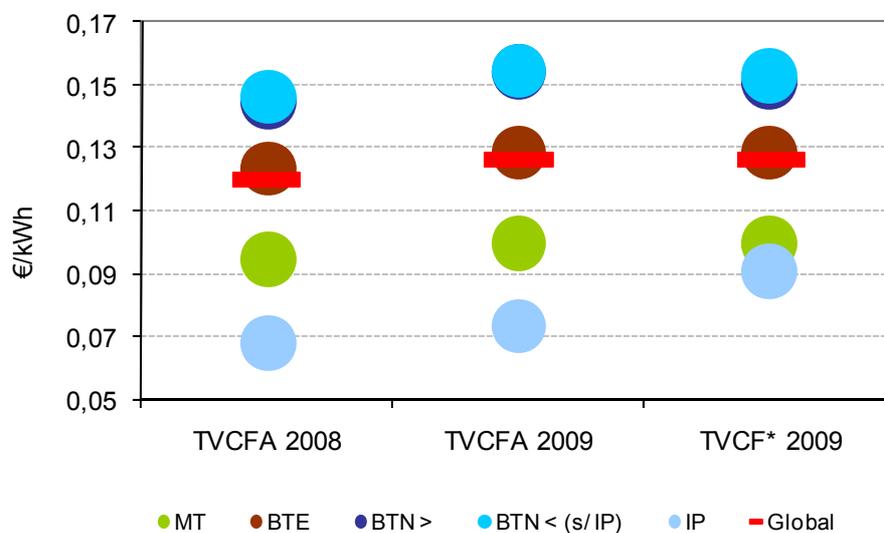


Notas: BTN> significa fornecimentos em BTN para potências contratadas superiores a 20,7kVA em Portugal continental e na RAM e 17,25kVA na RAA.

BTN< significa fornecimentos em BTN para potências contratadas até a 20,7kVA no em Portugal continental e na RAM e 17,25kVA na RAA.

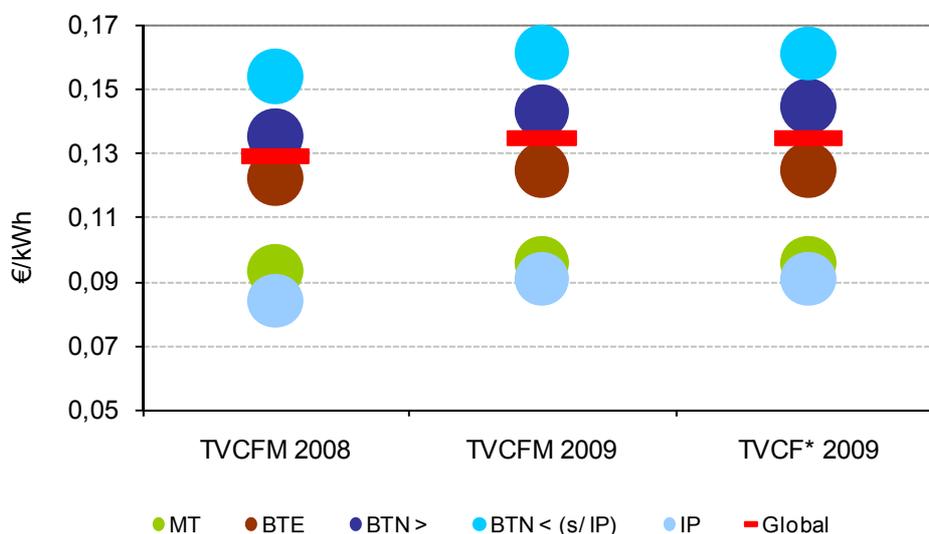
Na Figura 10-61 e na Figura 10-62 apresentam-se os preços médios por tipo de fornecimento na RAA e na RAM, assim como os correspondentes preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da estrutura de consumos. No cálculo destes preços médios consideram-se as quantidades fornecidas em cada Região Autónoma.

Figura 10-61 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAA e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respectiva estrutura de consumos



Legenda: TVCFA - preço médio na RAA; TVCF* - preço médio na RAA resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental aos fornecimentos na RAA.

Figura 10-62 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAM e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respectiva estrutura de consumos



Legenda: TVCFM - preço médio na RAM; TVCF* - preço médio na RAM resultante da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental aos fornecimentos na RAM.

No Quadro 10-12 e na Figura 10-63 apresentam-se os preços médios por tipo de fornecimento na RAA e na RAM, em percentagem dos correspondentes preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da estrutura de consumos.

Quadro 10-12 - Preços médios na RAA e na RAM por tipo de fornecimento em 2009, em percentagem dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, corrigidos da estrutura de consumos

Tipo de fornecimento	TVCFA/TVCF	TVCFM/TVCF
MT	100	100
BT	100	100
BTE	100	100
BTN >	102	99
BTN < (s/ IP)	101	100
IP	81	100
Global MT e BT	100	100

Notas: BTN> significa fornecimentos em BTN para potências contratadas superiores a 20,7kVA em Portugal continental e na RAM e 17,25kVA na RAA.

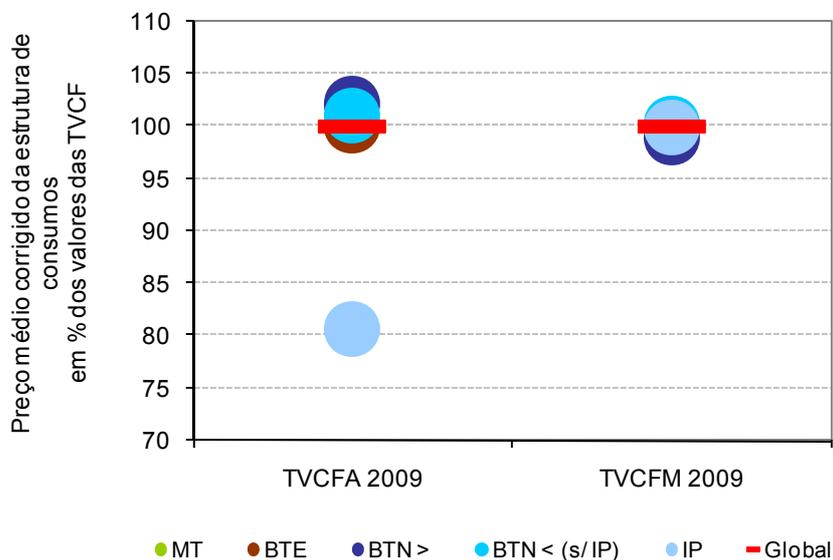
BTN< significa fornecimentos em BTN para potências contratadas até 20,7kVA em Portugal continental e na RAM e 17,25kVA na RAA.

A distância entre os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAM e em Portugal continental reduziu-se em 2009. Nota-se que, para efeitos da aferição desta convergência, os preços médios nas regiões autónomas são comparados com o preço médio obtido mediante a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental aos fornecimentos na RAA e na RAM, respectivamente.

Observa-se que os preços médios globais na RAA e na RAM são idênticos ao preço médio no Continente.

Na RAA a opção tarifária aplicável aos fornecimentos de iluminação pública encontra-se actualmente bastante abaixo do preço médio dos fornecimentos homólogos no Continente.

Figura 10-63 - Preços médios na RAA e na RAM por tipo de fornecimento em 2009, em percentagem dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, corrigidos da estrutura de consumos



Notas: BTN> significa fornecimentos em BTN para potências contratadas superiores a 20,7kVA em Portugal continental e na RAM e 17,25kVA na RAA.
BTN< significa fornecimentos em BTN para potências contratadas até 20,7kVA em Portugal continental e na RAM e 17,25kVA na RAA.

10.7 CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL EM 2009

Os custos de política energética condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia eléctrica. O total de custos de política energética incluídos nas tarifas de 2009 é de 279 milhões de euros. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os consumidores de energia eléctrica.

Os custos de política energética incluídos nas tarifas de 2009 são os seguintes:

- Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial (PRE) mediante fontes de energia renovável e não renovável (cogeração), imputados à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.
- Rendas dos Municípios.
- Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica.
- Custos com os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.
- Custos com a remuneração dos terrenos afectos ao domínio público hídrico.
- Custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A.

-
- Custos com a Autoridade da Concorrência (AdC).
 - Custos a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores.
 - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira.
 - Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).
 - Défice tarifário relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores em 2006 e 2007, não repercutidos nas tarifas.
 - Défice tarifário relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira em 2006 e 2007, não repercutidos nas tarifas.
 - Défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão relativo a 2006.
 - Défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal relativo a 2007.
 - Custos inerentes à actividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado.
 - Custos com a Gestão das Faixas de Combustível no âmbito do Sistema Nacional de Defesa da Floresta contra Incêndios (limpeza de corredores de linhas aéreas).

Os quadros seguintes apresentam a evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia eléctrica.

Os custos apresentados, encontram-se na sua maioria integrados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, relativa aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral e aos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Estes custos são pagos por todos os consumidores de energia eléctrica em função da energia consumida, com excepção dos custos da produção de energia eléctrica em regime especial a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) e dos CMEC. Os custos da produção de energia eléctrica em regime especial a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) são essencialmente suportados pelos consumidores em BTN com potências contratadas superiores a 2,3 kVA e inferiores ou iguais a 41,4 kVA. Os CMEC são pagos por todos os consumidores de energia eléctrica em função da potência contratada.

Os encargos com as Rendas dos Municípios são pagos pelos consumidores em BT sendo integrados na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

Os encargos com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental são pagos nas tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso das Redes de Transporte e de Distribuição.

Os custos com a Gestão das Faixas de Combustível no âmbito do Sistema Nacional de Defesa da Floresta contra Incêndios (limpeza de corredores de linhas aéreas) são pagos na tarifa de Uso das Redes de Transporte e de distribuição em AT e MT.

Quadro 10-13 - Custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2009Unidades: 10³ EUR

Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral	2008	2009	Variação 2009/2008
Sobrecusto RAA	68 888	58 319	-15,3%
Sobrecusto RAM	42 581	54 585	28,2%
Sobrecusto PRE	*(356 792); 640 491	** (447 469); 95 831	(25,4%); -85,0%
Rendas dos Municípios	254 757	239 552	-6,0%
Terrenos dos centros electroprodutores	11 170	24 874	122,7%
OMIP, S.A. e OMI CLEAR, S.A.	1 487	1 426	-4,1%
Autoridade da Concorrência (AdC)	393	369	-6,3%
ERSE	6 265	6 370	1,7%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo	10 000	12 112	21,1%
Plano de Promoção do Desempenho Ambiental	5 148	10 310	100,3%
Sobrecusto do Agente Comercial	69 638	89 096	27,9%
Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual	69 341	88 801	28,1%
Revisibilidade CMEC (anos anteriores)***	0	45 545	-
Sobrecusto RAA relativo a 2006 e 2007	14 348	14 850	3,5%
Sobrecusto RAM relativo a 2006 e 2007	7 995	8 274	3,5%
Défices tarifários de BT em 2006	16 469	17 045	3,5%
Défices tarifários de BTN em 2007	6 251	6 469	3,5%
Tarifa social	0	79	-
Limpeza de corredores de linhas aéreas	0	2 695	-
Afectação Concessões Centrais Hídricas	0	- 50 000	-
Limitação sobrecusto PRE (Decreto-Lei n.º 165/2008)	0	- 447 469	-
Total	1 225 222	279 131	-77,2%

Notas: (*) Sobrecusto PRE estimado para 2008. (**) Sobrecusto PRE previsto para 2009. (***) Inclui o valor da revisibilidade verificada em 2007 e o valor estimado para 2008 (a pagar/receber em 2009), ambos corrigidos pelo Fundo de Correção de Hidraulicidade.

O quadro anterior permite avaliar a evolução do sobrecusto com a produção em regime especial entre 2008 e 2009, não obstante os efeitos anunciados do Decreto-Lei n.º 165/2008 que adiou a repercussão tarifária deste sobrecusto (parcela relativa ao ano de 2009). Como se observa, o sobrecusto da PRE estimado agora para 2008 (357 milhões de euros) é muito inferior às previsões incluídas nas tarifas de 2008 previstas em 2007 (640 milhões de euros), pelo que a tarifa de Uso Global do Sistema em 2009 goza de uma receita adicional pela devolução destes desvios. O sobrecusto da PRE referente às

aquisições a estes produtores durante o ano de 2009 é de 447 milhões de euros, valor que representa um acréscimo de 25% face ao valor equivalente em 2008 estimado agora. Este acréscimo deve-se quer ao significativo aumento da produção renovável quer ao aumento do preço das aquisições a cogeradores (indexado aos preços dos combustíveis).

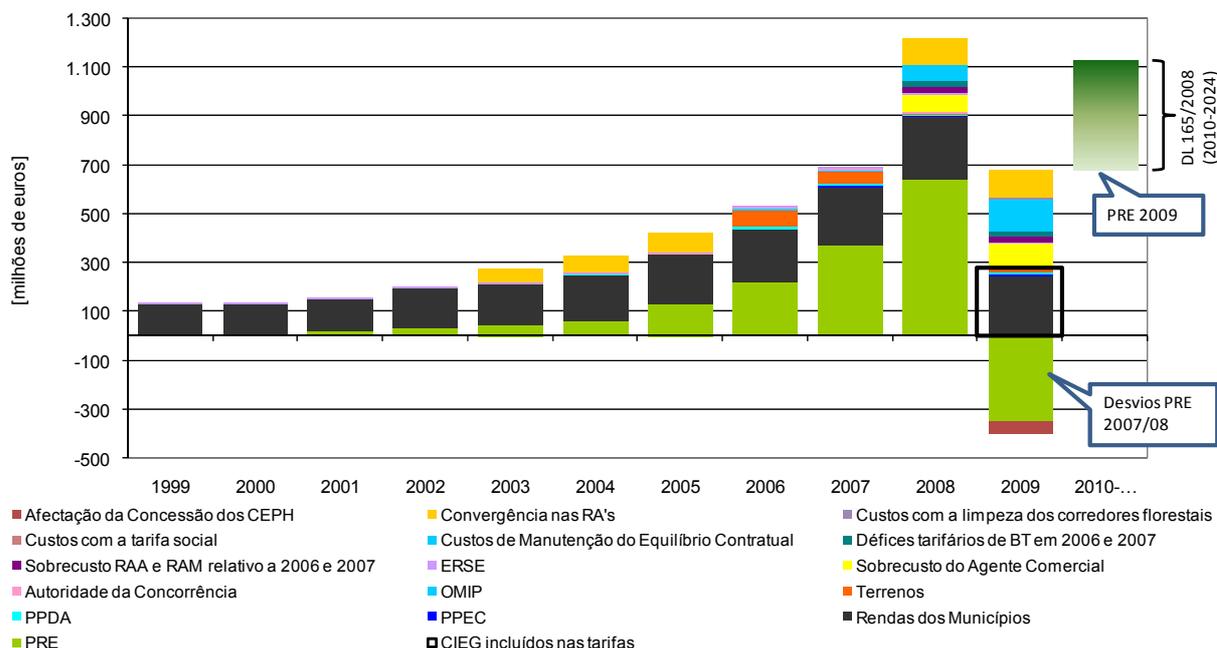
Os custos relativos à parcela de revisibilidade dos CMEC, apresentados no quadro, referem-se não apenas ao ano de 2007 mas também ao ano de 2008, como estimativa. O Decreto-Lei n.º 240/2004 prevê que a revisibilidade de 2008 seja paga aos produtores cessionários dos CAE a partir de Abril. Na revisão de 2008 do Regulamento Tarifário foi incluído um mecanismo de alisamento cujo objectivo é antecipar para Janeiro o efeito previsível da revisibilidade dos CMEC. Assim, consegue-se aumentar a estabilidade da tarifa de energia eléctrica e simultaneamente melhorar o sincronismo de custos tarifários da mesma natureza, no caso, os ajustamentos de custos de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso, de sobrecustos com a produção em regime especial e da revisibilidade dos CMEC. Refira-se por último que a repercussão tarifária da revisibilidade dos CMEC é acompanhada pela movimentação do Fundo de Correção de Hidraulicidade cuja função é promover alguma suavização inter-temporal dos custos de aquisição de energia face a variações relacionadas com o regime hidrológico.

Os custos de interesse económico geral têm vindo a aumentar nos últimos anos. A figura seguinte mostra a evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999. Pela primeira vez verifica-se uma redução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas em resultado, por um lado, do desvio favorável espectável nos sobrecustos da PRE de 2008 e por outro lado, da redução dos sobrecustos da PRE previstos para 2009, face aos valores previstos o ano passado para 2008. O acentuado agravamento dos preços de energia do mercado grossista está na origem da redução dos sobrecustos com a produção em regime especial.

Importa acrescentar que o Decreto-Lei n.º 230/2008 que define um novo regime para o cálculo das rendas dos municípios nas concessões de distribuição de electricidade em baixa tensão vem também reduzir o valor das rendas a pagar no ano de 2009 e perspectiva uma variação futura mais moderada comparativamente com o que se tem verificado nos últimos anos, em benefício dos consumidores de energia eléctrica em baixa tensão.

Por último, o adiamento dos sobrecustos da PRE pelo Decreto-Lei n.º 165/2008 e o pagamento de parte dos custos com a convergência tarifária das regiões autónomas através do valor do equilíbrio económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio hídrico vem limitar substancialmente os custos de interesse económico geral a pagar em 2009.

Figura 10-64 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999



No quadro seguinte apresenta-se o peso dos custos de interesse económico geral (CIEG) nas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009. A incidência dos CIEG nas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009 é substancialmente inferior à de anos anteriores pelas razões referidas.

Quadro 10-14 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2009

	CIEG em % TVCF2009
Rendas municípios	4,1%
Sobrecusto PRE	1,6%
Sobrecusto RAA e RAM	1,9%
Sobrecusto do Agente Comercial	1,5%
Sobrecusto RAA e RAM relativo a 2006 e 2007	0,4%
Défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	0,4%
Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual	2,3%
Afectação Concessões Centrais Hídricas	-0,9%
DL 165/2008 (PRE 2009)	-7,6%
PPDA, PPEC, Terrenos CEP-DPH, OMIP e OMI CLEAR, AdC, ERSE, Tarifa social, Limpeza de corredores florestais	1,0%
Total	4,8%

ANEXOS

**ANEXO I
SIGLAS**

SIGLAS	DEFINIÇÕES
AdC	Autoridade da Concorrência
AEE	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica
AGC	Acordo de Gestão de Consumo
AGS	Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema
AT	Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)
BT	Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV)
BTE	Baixa Tensão Especial (baixa tensão com potência contratada superior a 41,4 kW)
BTN	Baixa Tensão Normal (baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kW)
C	Tarifas de comercialização
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CE	Comissão Europeia
CEE	Actividade Comercialização de Energia Eléctrica
CIF	Coast Insurance and Freight
CIRC	Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Colectivas
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CPPE	Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade
CR	Tarifas de Comercialização de Redes
DEE	Distribuição de Energia Eléctrica
DGEG	Direcção-Geral de Energia e Geologia
DRCIE	Direcção Regional do Comércio, Indústria e Energia
ECOM	Efficiency measurement of Construction, Operation and Maintenance
EDA	EDA - Electricidade dos Açores, S.A.
EDIA	Empresa de Desenvolvimento de Infraestruturas do Alqueva, S.A.
EDP Distribuição	EDP Distribuição - Energia, S.A.
EEM	EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euro

SIGLAS	DEFINIÇÕES
FBCF	Formação bruta de capital fixo
FER	Fontes de Energia Renováveis
FMI	Fundo Monetário Internacional
FSE	Fornecimentos e Serviços Externos
GGs	Gestão Global do Sistema
IHPC	Índice Harmonizado de Preços ao Consumidor
INE	Instituto Nacional de Estatística
IP	Índice de Preços Implícito no Consumo Privado
IPC	Índice de Preços no Consumidor
ISP	Imposto sobre Produtos Petrolíferos
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MAT	Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
MF	Ministério das Finanças
MFAP	Ministério das Finanças e da Administração Pública
ML	Mercado Liberalizado
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
NT	Níveis de Tensão de MAT, AT e MT
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques
OMI Clear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, SA
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SA
ONI	ONI SGPS, S.A.
PAR	Plano de Apoio à Reestruturação
PEC	Programa de Estabilidade e Crescimento
PIB	Produto Interno Bruto
POC	Plano Oficial de Contabilidade
PNAC	Plano Nacional para as Alterações Climáticas
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão

SIGLAS	DEFINIÇÕES
PPC	Paridade de Poder de Compra
PPDA	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental
PPEC	Plano de Promoção de Eficiência no Consumo
PQA	Power Quality Analyser
PRE	Produção em Regime Especial
PSTN	Public Switched Telephone Network
PT	PT Comunicações, S.A.
QAC	Quantidade anual contratual
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
RARI	Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações
RA's/RAS	Regiões Autónomas
RD	Rede de Distribuição
REN	REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RND	Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em alta e média tensão
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
RT	Regulamento Tarifário
SEP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
SGL	Sistema de Gestão de Leituras
TE	Tarifa de Energia
TEE	Transporte de Energia Eléctrica
TEP	Tarifa de Energia e Potência
TET	Trabalhos em tensão
TPE	Trabalhos para a Própria Empresa

SIGLAS	DEFINIÇÕES
TUGS	Tarifas Uso Global do Sistema
TURT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
UD	Unidade Técnica de Distribuição
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte

**ANEXO II
DOCUMENTOS COMPLEMENTARES**

-
- Caracterização da procura de energia eléctrica em 2009
 - Estrutura tarifária em 2009
 - Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009
 - Análise do desempenho e das previsões das empresas reguladas
 - Breve caracterização dos investimentos nas Redes de Transporte e Distribuição de Energia Eléctrica
 - Relatório da Qualidade de Serviço - 2007 – Transporte, Distribuição e Comercialização de Energia Eléctrica em Portugal
 - Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico para 2009
 - Parâmetros de regulação e Custo de capital para o período 2009 a 2011
 - Novos períodos horários a vigorarem em 2009

ANEXO III
PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS DE
ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011”



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

R-Técnicos/2008/1438

Parecer sobre

“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o período de regulação 2009-2011 “

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto - Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que dispôs também sobre a nova organização e funcionamento do Conselho Tarifário (CT) “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”¹

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - sector eléctrico e gás natural: “(...) *emitir parecer (...) sobre a aprovação e revisão dos regulamentos tarifários, bem como sobre a fixação de tarifas e preços*”, parecer este que é aprovado por maioria e não tem carácter vinculativo.²

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento³ para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário o documento contendo a “*Proposta de Tarifas e Preços para Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o período de regulação 2009-2011*”⁴, os estudos complementares e a documentação de suporte, cabendo ao CT e emitir parecer no prazo de 30 dias.

No decurso da análise e discussão pelo Conselho Tarifário, foram distribuídos e apreciados os seguintes documentos complementares:

1. Errata ao Documento da Proposta de Tarifas e Preços para Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o período de regulação 2009-2011, enviado pela ERSE em 27 de Outubro de 2008;
2. Cópias de dois estudos sobre custo de capital, datados de 18 de Setembro de 2008, realizados pelo consultor NERA – *Economic Consulting* para a EDP Serviço Universal e para a EDP Distribuição e das cartas enviando os mesmos ao Presidente do Conselho de Administração da ERSE em 10 e 13 de Outubro respectivamente, distribuído em 04 de Novembro de 2008, pela EDP – Distribuição Energia SA;
3. “*Caracterização da Procura e da Oferta de Energia Eléctrica 2009-2013*”, distribuído pela EDA – Electricidade dos Açores, em 06 de Novembro de 2008;
4. “*Retorno do Capital Investido*”, elaborado pelo consultor KPMG, distribuído pela Empresa de Electricidade da Madeira SA, em 11 de Novembro de 2008.

Posto o que, a Secção do Sector Eléctrico do Conselho Tarifário⁵ emite o seguinte parecer:

¹ Conf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

² Conf. artigo 48º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

³ Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.

⁴ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por “*documento*” ou “*proposta*”.

⁵ Doravante abreviado por CT.



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

**“ PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS
PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E DE PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011 “**

Índice

- I - GENERALIDADE**
 - I/A - PRESSUPOSTOS DA PROPOSTA
 - I/B - AVOLUMAR DO DÉFICE TARIFÁRIO
- II - ESPECIALIDADE**
 - II/A - CUSTO DE CAPITAL
 - II/B - PROVEITOS PERMITIDOS ÀS DIVERSAS ACTIVIDADES REGULADAS
 - II/B 1. - EDA E EEM
 - II/B 2. - REN
 - II/B 3. - EDP
 - II/B 4. - Notas finais sobre proveitos permitidos
 - II/C - REGULAÇÃO POR INCENTIVOS
 - II/D - MERCADO LIVRE
 - II/E - QUALIDADE DE SERVIÇO
 - II/F - PREÇOS DOS SERVIÇOS
 - II/G - CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)
 - II/G 1. - PRE-NFER (co-geração)
 - II/G 2. - TARIFA SOCIAL
 - II/H - NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS
 - II/H 1. - Tarifas tetra-horárias
 - II/H 2. - Tarifa BTN tri-horária
 - II/I - NOVOS PERÍODOS HORÁRIOS
 - II/I 1. - Ciclo diário
 - II/I 2. - Ciclo semanal
 - II/J - EFEITOS DA APLICAÇÃO DA LEI Nº 12/2008
 - II/J 1. - Contadores
 - II/J 2. - Periodicidade de facturação
 - II/J 3. - Periodicidade de leituras e outros custos
- III - CONCLUSÕES**

I

GENERALIDADE

1. A proposta remetida pela ERSE para análise do Conselho Tarifário tem reforçada importância na medida em que é a primeira proposta tarifária a ser apresentada, após:
 - (i) a profunda reestruturação do sector eléctrico resultante dos Decretos Leis nº 29/2006, de 15 de Fevereiro e nº 172/2006, de 23 de Agosto e da operacionalização do mercado ibérico de energia eléctrica (MIBEL) possibilitada pelo Decreto Lei 264/2007, de 24 de Julho;
 - (ii) a recente revisão do Regulamento Tarifário (RT), que introduziu significativas alterações designadamente no modo de regulação de algumas das empresas.
2. O Conselho regista positivamente o acolhimento de algumas das suas propostas por parte da ERSE, como é caso do estudo dos horários de ciclo diário, a efectiva

[Handwritten signatures and initials on the right side of the page, including names like 'L.L.', 'W. L.', 'R. S.', 'B.', and 'M.']



extinção das Tarifas em Função do Uso que existiam nas Regiões Autónomas⁶. Considera, ainda, positivo ter sido publicada a subregulamentação do Decreto-lei nº 363/2007, de 2 de Novembro e aprovado o Decreto-Lei que enquadra o cálculo das rendas de concessão de BT, salientando com agrado ter resultado de proposta pela Associação Nacional de Municípios Portugueses.

3. Contudo, verifica também que vários dos aspectos que, no seu entendimento⁷, seria indispensável resolver antes da apresentação da presente proposta subsistirem, infelizmente, sem solução.
4. Com efeito, sem prejuízo de eventuais desenvolvimentos na especialidade, o CT destaca que a proposta não foi precedida, como desejável, do seguinte⁸:

- a) Revisão da lei orgânica da ERSE e subsequente recomposição do CT face à nova organização do sector eléctrico.

Esta não recomposição do CT tem como consequência que não tenham assento neste Conselho para discussão das tarifas, preços e parâmetros que os afectarão os comercializadores livres ou o comercializador de último recurso. Tal representação e contribuição seriam úteis, desejáveis e decorreria até da publicação da legislação acima citada que procedeu à reorganização do sector eléctrico pelo que seria possível a recomposição mesmo sem a aguardada nova lei orgânica da ERSE;

- b) Transposição da directiva comunitária 2004/8/CEE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de Fevereiro de 2004, em incumprimento desde 21 de Fevereiro de 2006, relativa à promoção da co-geração com base na procura de calor útil no mercado interno da energia e que altera a Directiva 92/42/CEE promotora duma co-geração de elevada eficiência;
- c) Concretização do estabelecido no acordo relativo ao MIBEL de 8 de Março de 2007, nomeadamente quanto às tarifas de acesso, que só actualmente se encontram em consulta pública, à interruptibilidade ou à garantia de potência;
- d) Redefinição da Tarifa Social cujo sobrecusto passa a integrar a tarifa UGS⁹;
- e) Estudos sobre:
 - impacte nas tarifas resultante do Decreto-Lei nº 363/2007, de 2 de Novembro;
 - custos das actividades de comercialização de energia eléctrica;
 - metodologia e determinação do custo de capital que agora veio a ser proposta;
 - comparação na UE 15, sobre o sistema de preços aplicáveis aos produtores em regime especial (PRE);

⁶ cf. Parecer do CT datado de 7 de Julho de 2008.

⁷ cf. Parecer do CT de 15 de Novembro de 2007.

⁸ cf. Parecer do CT de 15 de Novembro de 2007

⁹ cf. Parecer CT de 7 de Julho de 2008;



CONSELHO TARIFÁRIO

5. O CT considera também que no documento final deve ser incluído um capítulo autónomo com as demonstrações relativas ao equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, como anteriormente solicitado pelo Conselho.
6. O Conselho não pode deixar de sublinhar, pela negativa, o facto da proposta não apresentar valores concretos para alguns parâmetros cujo conhecimento e publicação é exigível, remetendo a fixação dos mesmos para um momento posterior, não calendarizado, o que aponta para a necessidade de retroactividade destas fixações, a saber:
 - (i) custos de referência a utilizar para cálculo da base remuneratória dos novos investimentos do transporte;
 - (ii) taxa de remuneração a aplicar a estes investimentos;
 - (iii) incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil;
 - (iv) incentivo à disponibilidade da rede de transporte;
 - (v) custos eficientes com a descarga, armazenamento e transporte de fuelóleo nas Regiões Autónomas.
7. O CT nota, ainda, que a ERSE aproveita a discussão do presente documento para nele incluir uma proposta de alteração ao Regulamento Tarifário, que justifica com a entrada em vigor do Decreto-Lei nº 165/2008, de 21 de Agosto, bem como das rectificações necessárias. O CT entende que as propostas de alteração ao RT devem seguir o procedimento previsto para este tipo de alterações, razão pela qual emite o seu parecer em separado.
8. A ERSE incluiu no documento "*Ajustamentos referentes a 2007 e 2008 a repercutir nas tarifas de 2009*" alguma informação sobre a execução do PPDA aceitando, duma maneira geral, que medidas orçamentadas e não executadas num dado ano, transitem para o ano seguinte. O CT sugere que, no futuro, seja melhor desenvolvida a informação sobre a execução e justificada a reafecção das verbas.

I/A – PRESSUPOSTOS DA PROPOSTA

1. O Conselho tem defendido, desde sempre, a necessidade de se realizarem as melhores previsões possíveis, de forma a evitar que se gerem desvios a recuperar mais tarde, com juros.
2. O CT tem dúvidas quanto ao realismo de alguns dos pressupostos que a ERSE assume na proposta os quais, na actual conturbada realidade económica e social, se poderão revelar desfasados, como poderá ser o caso dos valores assumidos para as estimativas de crescimento dos consumos.
3. Também o CT sugere, na linha do já referido anteriormente¹⁰ que a ERSE pondere a oportunidade de introdução de mecanismos de correcção ao consumo de energia

¹⁰ cf. Parecer de 14 de Março de 2008.



CONSELHO TARIFÁRIO

decorrentes, entre outros, da influência de medidas de carácter ambiental e de promoção de eficiência energética.

I/B – AVOLUMAR DO DÉFICE TARIFÁRIO

1. O CT sublinhou oportunamente a sua preocupação com o avolumar do défice tarifário, designadamente questionando as causas do défice e sobre o destino dado ao remanescente das verbas pagas e já repercutidas nas tarifas de 2008 e 2009 (ao abrigo da transmissão dos direitos de utilização do domínio hídrico da entidade concessionária da RNT para as empresas titulares dos centros electroprodutores e respectivo alargamento do prazo de concessão, o total das verbas terá ascendido a 759 milhões de Euros e o prazo de concessão estendeu-se ao ano de 2047).
2. A presente proposta evidencia um muito significativo défice e não perspectiva para o triénio a sua evolução, mas tão só o diferimento do seu pagamento, no futuro, com os encargos daí decorrentes a pagar pelos consumidores.
3. O CT não pode deixar de reconhecer que a estabilidade tarifária introduzida com Decreto-Lei nº 165/2008, de 21 de Agosto, evita a repercussão imediata dos custos do sistema eléctrico nacional nas tarifas em 2009, mas continua a alertar¹¹ para que o sistema está e continuará deficitário, tendo passado de 350 milhões de Euros em 2007 para os agora identificados 2.013,576 milhões de Euros. Este valor, se fosse pago integralmente em 2009 representaria uma dívida de cada consumidor de 336€.
4. Constatando que o défice tarifário representa, em 2009, cerca de 25% do total dos proveitos permitidos, o CT considera pertinente a elaboração dum mapa anual onde conste os montantes anuais pelas dívidas em carteira a pagar, de forma a ilustrar a rigidez imposta à fixação das TVCF para o futuro.
5. O Conselho está ciente que o défice tarifário está essencialmente associado aos custos de aquisição de energia. Não obstante, incentiva a ERSE a aprofundar o debate sobre as causas do défice do sistema eléctrico nacional e a contribuir para a procura de soluções.

II

ESPECIALIDADE

II/A – CUSTO DE CAPITAL

1. O CT salienta a importância da determinação do parâmetro “custo de capital” no processo regulatório em apreciação. A sua fixação deve permitir atrair os capitais necessários ao financiamento das actividades das empresas, determinando, ainda,

¹¹ cf. Parecer de 15 de Novembro de 2007.



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

IFRS (*International Financial Reporting Standards*)¹², nos quais os défices tarifários não são contabilizados como proveitos. Assim, ao tratar como perda e fonte de instabilidade os desvios tarifários cujo recebimento se encontra garantido pelas tarifas futuras, o risco da EDP Distribuição está sobrestimado.

6. O CT considera que os boletins de análise dos bancos de investimento que se debruçam sobre a determinação do WACC para as empresas reguladas, não podem deixar de constituir uma fonte a considerar no difícil exercício em curso¹³.
7. Para a actividade regulada da EDP Distribuição e da REN, a ERSE propõe a determinação do custo de capital, para os anos de 2010 e 2011, acrescida de uma margem fixa de 400 pontos base e de 300 pontos base, respectivamente, situação que o CT não considera suficientemente justificada.
8. A ERSE também propõe aplicar ao fundo de maneiio da EDP SU a mesma remuneração que o custo de capital determinado para a EDP Distribuição. No entender do CT, a opção de remunerar à taxa WACC uma necessidade de financiamento de capital alheio de curto prazo, não se encontra de todo justificada.

II/B - PROVEITOS PERMITIDOS ÀS DIVERSAS ACTIVIDADES REGULADAS

1. Num modelo de regulação por incentivos, o CT considera essencial que os proveitos permitidos incorporem incentivos de eficiência baseados em metas exequíveis e alcançáveis pelas empresas reguladas.
2. Este modelo deve incentivar as empresas a aumentar a eficiência e estimular ganhos de produtividade, e caso ocorra uma evolução de custos inferior ao previsto, ser permitido, assim, que retenham parte dos ganhos, sem prejuízo do fornecimento do serviço com a qualidade adequada e exigida.
3. Importa, assim, conhecer a margem de decisão efectivamente à disposição da empresa na procura de maior eficiência, culminando na elaboração de planos de eficiência para cada uma das actividades das empresas, que possam ser implementados gradual e progressivamente.
4. Deve evitar-se a ocorrência de significativas diferenças entre os custos regulatórios e os custos das empresas, com reflexo em rentabilidades reais inferiores à taxa de remuneração definida pela ERSE, comprometendo assim o necessário equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas.

¹² Ver figura 4-1, pág 36, e fig. 4.2 pág 37 do documento "Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009 a 2011".

¹³ A título meramente exemplificativo, em Março de 2008, o Banco BCP (accionista relevante da EDP), avaliou a EDP Distribuição com base num WACC de 5.35% (7,3% antes de impostos).



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

5. O risco de uma regulação por incentivos muito agressiva é o da sua descredibilização caso a empresa regulada passe a suportar sucessivas perdas e não seja expectável que a sua actividade possa cessar.
6. Uma diferença entre a base de custos regulatória e a das empresas pode indiciar:
 - a. uma base de custos controláveis demasiado exigente e inatingível por parte da empresa regulada;
 - b. que a Empresa não fez realmente o esforço de redução possível;
 - c. que a base de custos proposta pela Empresa se encontra empolada.

II/B 1. - EDA E EEM

1. A ERSE decidiu aplicar no próximo período regulatório, uma regulação por *price cap*, às actividades de Distribuição e Comercialização de energia eléctrica, das empresas reguladas das RA, mantendo uma regulação por custos aceites, acrescida da remuneração do imobilizado, para a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema.
2. A ERSE exige à EEM e EDA uma eficiência na ordem dos 10% sobre os custos controláveis (líquidos de prestação de serviços e, no caso da EEM, excluindo os Direitos de Passagem), o que representa um significativo agravamento da diferença entre os custos reais da empresa e os custos regulados.
3. Relativamente às actividades de DEE e CEE, refira-se que a base de custos para o próximo período regulatório, com início em 2009, foi construída em função dos custos aceites pela ERSE até 2008 (neste caso uma projecção), existindo também um diferencial relevante entre as bases de custos real das empresas e as bases de custos regulatória.

II/B 2. - REN

1. É também proposto, pela primeira vez, para a REN um novo sistema de regulação baseado em *revenue cap*, ao qual é aplicado uma redução anual como incentivo à eficiência.
2. Os custos de Operação e Manutenção (OPEX) da rede de transporte surgem, pela primeira vez, regulados por mecanismos de incentivos por aplicação do novo RT sendo que, até ao início da sua aplicação em 2009, esta actividade é regulada por "custos aceites". Não obstante, o ponto de partida de 2009 baseia-se num ano 2008 ficcionado que se situa 10% abaixo do correspondente valor incluído nas tarifas 2008.
3. Independentemente das justificações apresentadas, os objectivos traçados na proposta de custos de Operação e Manutenção (O&M) da actividade de transporte

[Handwritten signatures and initials on the right margin, including 'H.L.', 'Wim', 'ZAT', 'RABO 7', and 'K. 7']



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

de energia eléctrica - de 10% de redução num único ano (relativamente às projecções da empresa para 2009), seguido de ganhos unitários anuais de 3% - justificariam, por parte do regulador, maior e mais claro desenvolvimento quanto à sua adopção, nomeadamente pelo expectável aumento do OPEX resultante do aumento da rede.

II/B 3. - EDP

1. A EDP Distribuição já é submetida à regulação por incentivos desde 1999. Na definição da base de custos regulatória da EDP Distribuição para o 1º ano do período regulatório 2009-2011, a ERSE utilizou a base de custos real da empresa no ano de 2006, líquida de situações extraordinárias, à qual aplicou o factor de eficiência imposto para o período regulatório em curso (de 6,8%, tanto para 2007 como para 2008) e ainda 3,5% para 2009.
2. De referir, ainda, que a extrapolação da base de custos de 2006 para os anos de 2009 a 2011 não capta os efeitos entretanto ocorridos com a criação da EDP Serviço Universal como empresa autónoma, por imposição do Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de Fevereiro.
3. Existe um *gap* persistente no caso das actividades do grupo EDP tendo-se, por iniciativa da ERSE, assistido em 2006, na actividade de Distribuição, a uma revisão em alta da base de custos controláveis de forma a considerar os valores apresentados pela empresa, aos quais foi aplicado, novamente, um factor de ganhos de eficiência, o que equivale, em 2009, a um *gap* equivalente a 23% da base de custos controláveis.
4. Na definição da base de custos regulatória da EDP Serviço Universal para o 1º ano do período regulatório 2009-2011, a ERSE utiliza como referência o custo unitário por consumidor aceite nas tarifas de 2008, que por sua vez deriva da base de custos definida pela ERSE em 2001, ao qual aplica um factor de eficiência. Em resultado, verifica-se um *gap* que equivale a 20% da base de custos controláveis.
5. O CT tem referido nos três últimos Pareceres sobre Tarifas e Preços, que a ERSE não tem apresentado qualquer estudo que permita aferir e analisar os custos da actividade de comercialização.
6. Na determinação das componentes fixa e variável dos proveitos permitidos da EDP-SU é importante identificar correctamente os custos fixos. A este propósito importa clarificar a justificação da repartição 20/80 (fixa/variável).

II/B 4. - Notas finais sobre proveitos permitidos

1. Face à continuada divergência na base de custos da EDP Distribuição e atenta a aplicação desta mesma forma de regulação a quatro novas empresas, o CT

[Handwritten signatures and initials on the right margin]



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

considera, não estar perante a melhor prática regulatória, sendo preferível a procura de uma maior consistência estrutural na fixação dos parâmetros.

2. O CT relembra, ainda, que tem solicitado à ERSE a elaboração de um capítulo específico sobre as consequências da regulação na rentabilidade das empresas reguladas, com o objectivo de avaliar a exequibilidade das metas de eficiência definidas.

II/C - REGULAÇÃO POR INCENTIVOS

1. Para além dos factores directamente relacionados com a definição dos proveitos permitidos e a sua origem, o CT considera oportuno referir outra dimensão da regulação a ter em conta.
2. Em alguns aspectos, os mecanismos de regulação adoptados pela ERSE começam a assemelhar-se a uma micro-gestão das actividades reguladas, nomeadamente sempre que se coloca a questão de validar custos.
3. Sem negar a pertinência destas intervenções, o exercício generalizado de micro-gestão das entidades reguladas, pode traduzir-se numa menor pró-actividade destas na procura de maior eficiência, já que rapidamente se torna tentador só realizar acções / incorrer em custos que sejam (ou haja a forte conjectura de que sejam) aceites pela entidade reguladora, podendo igualmente ser desresponsabilizador da ausência de realização.
4. O CT considera assim que interessa proceder à reflexão sobre se esta será a prática regulatória apropriada.

II/D - MERCADO LIVRE

1. As tarifas de venda a clientes finais (TVCF) reguladas têm sido fixadas em valores inferiores aos respectivos custos, o que originou:
 - a. O regresso maciço dos consumidores ao comercializador de último recurso, de que é indicador o peso do mercado livre em percentagem do consumo nacional:
 - 2007: 11,7%;
 - 2008: 2,7%;
 - b. Défices tarifários, suportados pelas empresas reguladas, que os consumidores terão de pagar onerados dos correspondentes juros.
2. Salienta-se, contudo, que grande parte do crescimento do défice tarifário tem origem em desvios de energia de anos anteriores os quais se fossem introduzidos nos custos de energia de 2009, impossibilitariam o equilíbrio entre as tarifas de energia do CUR e as dos comercializadores livres.



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

3. Com a fixação do preço de referência em 70€/MWh em 2009 é expectativa da ERSE que o peso do mercado livre cresça para 9,1%.
4. O CT lembra que a implementação de uma concorrência efectiva do lado da oferta é não só um imperativo comunitário, mas também desejável - pois perspectiva a redução dos preços e aumento da oferta dos serviços praticados pelos comercializadores - pelo que incentiva a ERSE ao desenvolvimento das medidas regulatórias facilitadoras desta real concorrência.

II/E - QUALIDADE DE SERVIÇO

1. A garantia da qualidade de serviço no transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica constitui elemento nuclear de uma justa e adequada regulação.
2. Nesse sentido e reconhecendo que o objectivo da melhoria da qualidade de serviço deve ser tido em conta no processo de fixação de tarifas e preços da energia eléctrica, o CT sinaliza como aspecto positivo a apresentação pela ERSE do "*Relatório da Qualidade de Serviço 2007, Transporte, Distribuição e Comercialização de Energia Eléctrica em Portugal*".
3. De uma análise ao *Relatório da Qualidade de Serviço* a que se refere o ponto que antecede, é possível concluir no seguinte sentido:
 - a) Verifica-se o cumprimento pelo operador da Entidade Concessionária da Rede Nacional de Transporte dos padrões gerais de qualidade definidos no RQS, constatando-se uma melhoria dos valores para os vários indicadores, face a 2006;
 - b) A EDP Distribuição respeitou todos os valores padrão associados com indicadores gerais de continuidade de serviço tendo registado uma melhoria face a 2006;
 - c) No que tange à qualidade de serviço comercial, todos os operadores cumpriram a totalidade dos padrões de indicadores gerais aplicáveis;
 - d) A EDA cumpriu a totalidade dos padrões de indicadores gerais de qualidade, o que representa uma evolução positiva face ao ano anterior;
 - e) No ano em que se iniciou a aplicação do RQS na Região Autónoma da Madeira, a EEM cumpriu os padrões de indicadores relativos à requisição e ligações às redes e ao atendimento presencial, ficando por cumprir os relativos ao atendimento telefónico e leitura de contadores;
 - f) Regista-se negativamente o facto de nove dos dez distribuidores exclusivamente em BT não apresentarem informação relativa a qualidade técnica do serviço em 2007.
4. O CT salienta que a avaliação do nível de satisfação dos consumidores tem vindo a ser feita, sobretudo, com base na informação disponibilizada pelas empresas



CONSELHO TARIFÁRIO

reguladas. O RQS de Portugal Continental prevê que a ERSE realize estudos/inquéritos de avaliação da satisfação dos consumidores.

5. Assim, o CT reafirma as suas anteriores posições no que tange à necessidade das empresas reguladas continuarem a assumir a melhoria da qualidade de serviço como elemento central da actividade de transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica.
6. O CT sublinha, também, a importância da realização pela ERSE dos inquéritos sobre o nível de satisfação dos consumidores, de modo a poder dispor de um instrumento essencial para avaliar, de forma independente, a qualidade de serviço.

II/F - PREÇOS DOS SERVIÇOS

1. Além da fixação de tarifas, compete à ERSE, nos termos regulamentares aplicáveis, fixar os preços dos serviços associados à distribuição e comercialização de energia eléctrica (v.g. preço da leitura extraordinária, a quantia mínima a pagar em caso de mora e o preço dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica).
2. O CT constata que a proposta da ERSE actualiza os preços com base no índice de preços implícito no consumo privado, excepto em três serviços que apresentam uma variação superior.
3. O CT considera que, duma maneira geral, as propostas da ERSE devem explicitar de forma inequívoca quer a aceitação, quer a não-aceitação das variações de preços de serviços propostas pelas empresas reguladas, o que nem sempre tem sucedido no passado, evitando correcções dos valores em vigor que gerem variações abruptas de preços, quando não devidamente justificadas.

II/G - CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

1. O CT tem vindo recorrentemente a manifestar preocupação no que concerne aos denominados *custos de interesse económico geral* que são repercutidos nas tarifas a pagar pelos consumidores de energia eléctrica.
2. O CT destaca que a instabilidade permanente dos denominados CIEG com a inclusão de novos custos, não permite a comparação efectiva da sua evolução anual.
3. Com excepção do Projecto de Decreto-Lei já aprovado em Conselho de Ministros em 9 de Outubro de 2008 que, de acordo com o referido na proposta da ERSE, se traduzirá numa redução das Rendidas dos Municípios em 6%, quando comparado



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

com 2008, o CT constata que não foi desenvolvida mais legislação que controle, reduzindo ou no mínimo mantendo *flat*, os custos mais relevantes dos CIEG.

4. De acordo com os valores constantes da proposta em análise, constata-se que a redução em 77% destes custos resulta do diferimento do sobrecusto dos PRE em 2009, da devolução à tarifa do diferencial de sobrecusto de 2008 e da aplicação de 50M€ referentes à verba paga pelos produtores relativa aos direitos de utilização do domínio hídrico.
5. Finalmente, o CT congratula-se com a obrigação dos comercializadores informarem anualmente os seus clientes sobre os CIEG incluídos nos preços de energia constar do actual Regulamento das Relações Comerciais (art. 186º do RCC).

II/G 1. - PRE-NFER (co-geração)

1. A alteração legislativa de 2002 permitiu que a energia produzida por meio de co-geração fosse na totalidade vendida à rede (e não apenas o excedente) a um preço muito superior àquele a que era adquirida. Com efeito, o CT releva que:
 - Na sua grande maioria, a energia produzida em co-geração não é uma energia renovável;
 - A energia produzida em co-geração tem um preço médio superior ao da energia renovável (108,6€/MWh vs 97,85€/MWh);
 - Para 2009 a energia produzida em co-geração representa um sobrecusto global de 32% do sobrecusto total da Produção em Regime Especial (142.939M€ vs 447.469M€), o qual é pago por todos os consumidores de energia eléctrica;
 - Na prática, o actual sistema constitui uma subsídio injustificável, pelos consumidores de energia eléctrica à co-geração, o que se considera inaceitável.
2. O CT destaca a evolução do preço médio de Aquisição de Energia Eléctrica à Produção em Regime Especial nos anos de 2007 a 2009:

	Tarifas 2007		Tarifas 2008		Proposta Tarifária 2009	
	GWh	P.MÉD.AQUI. €/MWh	GWh	P.MÉD.AQUI. €/MWh	GWh	P.MÉD.AQUI. €/MWh
Total da Produção em regime especial	11.453	94,57	13.165	96,65	14.540	100,58
PRE enquadrada no Dec.Lei n.º 90/2006	6.454	91,59	7.745	93,98	10.856	97,85
PRE não enquadrada no Dec.Lei n.º 90/2006 (Cogeração)	4.999	98,42	5.420	100,7	3.684	108,6

3. O CT recomenda, mais uma vez, à ERSE que:
 - a. Proponha às entidades competentes que seja efectuada a transposição da Directiva do Parlamento Europeu e do Conselho n.º 2004/8/CE de 11-02-2004, relativa à promoção da co-geração com base na procura de calor útil no mercado interno da energia e que altera a Directiva 92/42/CEE. Destaca-se que o Estado Português se encontra em incumprimento relativamente a esta transposição desde 21/02/2006, o que, a ter sido efectuada já teria produzido efeitos na fixação de tarifas desde 2006;

[Handwritten signatures and initials on the right margin]



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

- b. Solicite à DGEG os resultados das auditorias energéticas, que atestem o estrito cumprimento do rendimento global efectivo da instalação de co-geração e dar conhecimento das mesmas ao CT;
- c. Realize um estudo comparativo, a nível da UE15, do sistema de preços aplicáveis aos Produtores em Regime Especial (PRE).

II/G 2. - TARIFA SOCIAL

1. Os critérios de atribuição da Tarifa Social não sofrerem a fundamental definição legislativa e regulamentar recomendada pelo CT na última revisão do RT, de forma a sustentar a sua inserção como um sobrecusto de natureza económico-social, devendo por esse facto ter um tratamento análogo aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.
2. Reitera o CT que a ERSE deverá promover o envolvimento e intervenção das entidades competentes (v.g. Segurança Social, Defesa do Consumidor e outros organismos públicos) para a definição dos conceitos e também para a operacionalização dos procedimentos subsequentes, para que os sobrecustos inerentes à Tarifa Social (cujo universo de utentes, hoje, é de 3.800), suportados por todos os consumidores por via da sua inclusão na UGS, atendam:
 - a) aos conceitos de cliente vulnerável e das condições de acesso à tarifa social;
 - b) aos concretos benefícios a conferir pela tarifa social (v.g. nível de desconto ou isenção da tarifa de energia e potência, isenções de determinados consumos ou tarifa aplicável ao consumo).

II/H - NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS

II/H 1. - Tarifas tetra-horárias

1. Do que se encontra previsto na proposta, conjugado com o estabelecido no RT e no RRC, parece concluir-se que os clientes cujo contador apenas permita 3 períodos horários mantêm a tarifa tri-horária até que solicitem a substituição do contador enquanto que, naqueles cujo contador permita 4 períodos horários o operador de rede deve proceder, sem solicitação do cliente, à sua adequada parametrização e passarão a ter a tarifa tetra-horária.
2. Como estabelecido, a diferença entre aquelas duas tarifas reside apenas no facto de na tarifa tetra-horária o preço da energia no super-vazio ser inferior ao do restante período de vazio. Assim, esta tarifa é de razoável interesse económico nos consumidores cuja actividade se prolongue por todos o período nocturno que, neste segmento de clientes, serão certamente em número reduzido.
3. No entanto, todos estes clientes terão interesse na tarifa tetra-horária, dado que qualquer consumo, por mais reduzido, que tenham no super vazio será pago a preço inferior, traduzindo-se na redução da sua factura de energia eléctrica.

[Handwritten signatures and initials on the right margin]



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

4. Assim, no Continente (tarifa BTE), para além dos contadores em telecontagem que serão reparametrizáveis (cerca de 1.200) os restantes, cerca de 27.000, terão de ser substituídos, senão de imediato, pelo menos a curto prazo. Já no tocante às Regiões Autónomas será necessário reprogramar cerca de 830 contadores na RAA e 1.120 na RAM. Pelo que o CT recomenda à ERSE que estabeleça claramente as condições e prazos em que tal deverá ser feito.
5. Em alternativa à solução proposta, e de forma a evitar, na medida do possível, uma substituição maciça de contadores em BTE, o CT recomenda que a ERSE analise a possibilidade de ser criada uma situação transitória em que os consumos em vazio serão distribuídos pelos períodos de vazio normal e de super vazio, com aplicação imediata da tarifa tetra-horária, tal como já foi adoptado na MT. Igualmente, recomenda que a ERSE pondere a aplicação de um regime transitório aos contadores que carecem de reprogramação.

II/H 2. - Tarifa BTN tri-horária

1. Contrariando várias opiniões expressas, tanto pelo CT como durante a discussão pública das alterações aos regulamentos, a ERSE avançou com a criação da tarifa tri-horária na BTN, praticamente para os clientes domésticos.
2. O CT reforça a referência, já anteriormente, feita de que a adesão a esta opção tarifária por parte dos clientes implica um risco considerável dada a necessidade de evitar que consumos elevados sejam feitos durante o período de ponta em que o preço passa para valores significativamente superiores¹⁴.
3. Por isso, sublinha-se a necessidade de serem criados mecanismos destinados a uma correcta e mais ampla informação dos consumidores, no que se refere aos efeitos advenientes das suas opções tarifárias.

III - NOVOS PERÍODOS HORÁRIOS

III/I 1. - Ciclo diário

1. Dando seguimento a uma sugestão do CT, a ERSE procedeu a um estudo dos horários de ciclo diário.
2. Refira-se que o horário de ciclo diário foi criado de forma a poder ser praticado por contadores electromecânicos, razão pela qual as horas de mudança de período tarifário se encontram, entre Verão e Inverno, desfasadas de 1 hora e, ainda, pela qual a referida mudança coincide com a mudança da hora legal.
3. Ao contrário, os horários de ciclo semanal necessitam, para serem praticados, de contadores electrónicos ou de contadores electromecânicos com comando horário electrónico (ditos contadores híbridos).

¹⁴ vide de acordo com a Proposta, para o Continente, os valores seriam de 0,1198€ (cheias) ou 0,0663€ (vazio) para 0,1357€.



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

4. A ERSE, na sua proposta, não considera a referida restrição, propondo que o ciclo diário passe a ter a mesma hora de mudança de período tarifário no Verão e no Inverno.
5. No parque de contadores existente no Continente ainda existem muitos contadores que não permitem a implementação do horário proposto.
6. Certamente reconhecendo esta situação, a ERSE refere que a alteração dos períodos horários implica custos e tempo, dependendo dos sistemas de medição instalados nos clientes, implicando a deslocação de um técnico e nalguns casos a substituição do contador.¹⁵
7. Trata-se, pois, de mais custos a suportar pelos operadores de rede sem que recebam a justa recuperação e remuneração.
8. Uma solução seria a de, tendo em conta os clientes com tarifa bi-horária de BTN, passar o início do vazio no Inverno para as 21h e no Verão para as 22h, ou em alternativa 21h30 no Inverno e 22h30 no Verão, mantendo o período de vazio a duração diária de 10 horas.
9. O CT nota a necessidade em clarificar que até à reparametrização dos contadores de acordo com os novos horários se praticarão os horários actualmente em vigor.
10. Já quanto aos clientes NT, uma vez que a ERSE prevê a extinção do ciclo diário, poderia ser mantido o horário actual, evitando-se a necessidade dos clientes se ajustarem a um horário e posteriormente a outro. Refira-se, ainda, que a reparametrização destes contadores é feita à distância mas necessitará, só de mão de obra, cerca de 5.000h.homem.

II/I 2. - Ciclo semanal

1. A ERSE refere que o horário de ciclo semanal de BT, em Portugal Continental, foi actualizado em 2005, o que, aparentemente, justifica o facto de não ser feito agora qualquer estudo ou proposta de alteração deste horário. O CT admite que um alargamento do período de vazio para os sábados de manhã, poderia constituir um incentivo à utilização deste tipo de tarifa por parte dos consumidores.
2. Por outro lado, a ERSE indica que o ciclo de contagem diário, nos clientes MT, AT e MAT, deve ser progressivamente substituído pelo semanal e manifesta a pretensão de discutir esta matéria num processo de consulta pública de alteração do RT tendo em vista a sua extinção nestes clientes.
3. O CT sugere que, no âmbito desse processo, deverá ser analisada a eventual extinção do horário de ciclo semanal optativo, na medida em que já não se verificam as circunstâncias que levaram à sua criação e que o mesmo não será, certamente, adequado à transmissão de sinais preço eficientes.

¹⁵ Cerca de 5,3M€ para substituição de 2,3 M€ para reparametrização, segundo a EDP Distribuição.



II/J - EFEITOS DA APLICAÇÃO DA LEI Nº 12/2008

II/J 1. - Contadores

1. A ERSE não remunera os activos relativos aos contadores, bem como não considera as respectivas amortizações como custos do sistema, passando o respectivo encargo, tanto no que se refere aos actuais contadores como aos que haja necessidade de instalar, no futuro, a ser suportado exclusivamente pelos operadores de rede, o que dificulta o desenvolvimento de novos e mais eficazes métodos de contagem.¹⁶
2. Acresce que, conjugando com disposições já introduzidas no RT, a ERSE vem introduzir soluções, quer de opções tarifárias, quer de horários, que levarão à necessidade de substituição de um número considerável de contadores.
3. O CT manifesta a sua preocupação quanto às consequências futuras no desenvolvimento de novos e mais eficazes métodos de contagem.

II/J 2. - Periodicidade de facturação

1. A ERSE estabeleceu uma metodologia que passou pelo envio pela EDP Serviço Universal a todos os clientes do Continente com facturação diferente de mensal, de uma comunicação em que se informava da possibilidade de passagem para mensal.
2. Assim, a ERSE veio a considerar na Proposta, e de acordo com as previsões da EDP Serviço Universal, que 20% dos clientes aderiam à facturação mensal, tendo considerado o respectivo acréscimo de custos (facturação, expedição, cobrança) nos proveitos permitidos daquela empresa.
3. No entanto, e no que se refere à campanha de divulgação da nova opção de periodicidade de facturação nada foi considerado (cerca de 1,1M€), embora se considere que lhe deveria ser dado um tratamento retroactivo semelhante ao dos contadores (ou seja, considerar em 2009 um custo efectivamente incorrido em 2008, por imposição legal).

II/J 3. - Periodicidade de leituras e outros custos

A entrada em vigor da Lei nº 12/2008 introduziu novos custos, nomeadamente de operações comerciais, sistemas, acções judiciais, etc., e impôs a necessidade de alteração da periodicidade da leitura BTN de semestral para trimestral, com o necessário acréscimo de custos.

Verificou-se que, no que se refere a 2008, esses custos não foram considerados na Proposta para 2009, pelo que se recomenda a sua inclusão.

¹⁶ Cf Parecer do CT de 7 de Julho de 2008.



III - CONCLUSÃO

Sem prejuízo das preocupações e recomendações supra mencionadas, o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objectivos preconizados.

Em 17 de Novembro de 2008, o parecer que antecede foi votado na ~~globalidade~~ especialidade, tendo sido **APROVADO POR UNANIMIDADE COM EXCEPCAO DO PONTO II/A APROVADO POR MAIORIA** com a seguinte votação:

Votos a favor:

A.N.M.P. de todo processo com excepção do II/A

EDA - EDUARDO FERREIRA, à excepção do ponto II/A

EEM - Armando Santos, à excepção do ponto II/A, nos termos das Declarações de voto

U.G.C. - [assinatura]

ACRA - EDUARDO QUINTEIRO

DGO - Voto favorável Figueiredo Figueiredo

REN - Todos os pontos, com excepção do ponto II/A - "Custo de Capital" relativamente ao qual voto contra nos termos das duas declarações de voto anexas
Votos favoráveis: [assinatura]

Distribuição BT-EDP Distribuição - No termo da declaração de voto anexa, com excepção do ponto II/A - "Custo de Capital" relativamente ao qual voto contra nos termos das duas declarações de voto anexas - Oskar Alberto Ferreira Faria

EDP Distribuição - Nos termos das declarações de voto anexas, com excepção do ponto II/A - "Custo de Capital", relativamente ao qual voto contra nos termos das duas declarações de voto anexas.

[assinatura]

REPRESENTANTE DOS CONSUMIDORES DA MADRISA NOS TERMOS ANEXOS.

ENACOP - Rafael Amador, tanto

CNV - Manuel Aires [assinatura]

DGC - Direcção Geral do Comércio - [assinatura]



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

Votos contra:

GN.M.P. ponto II/A 

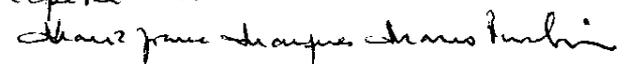
GDA - FERNANDO FERREIRA, nos termos da Declaração de voto dos representantes das empresas referidas.

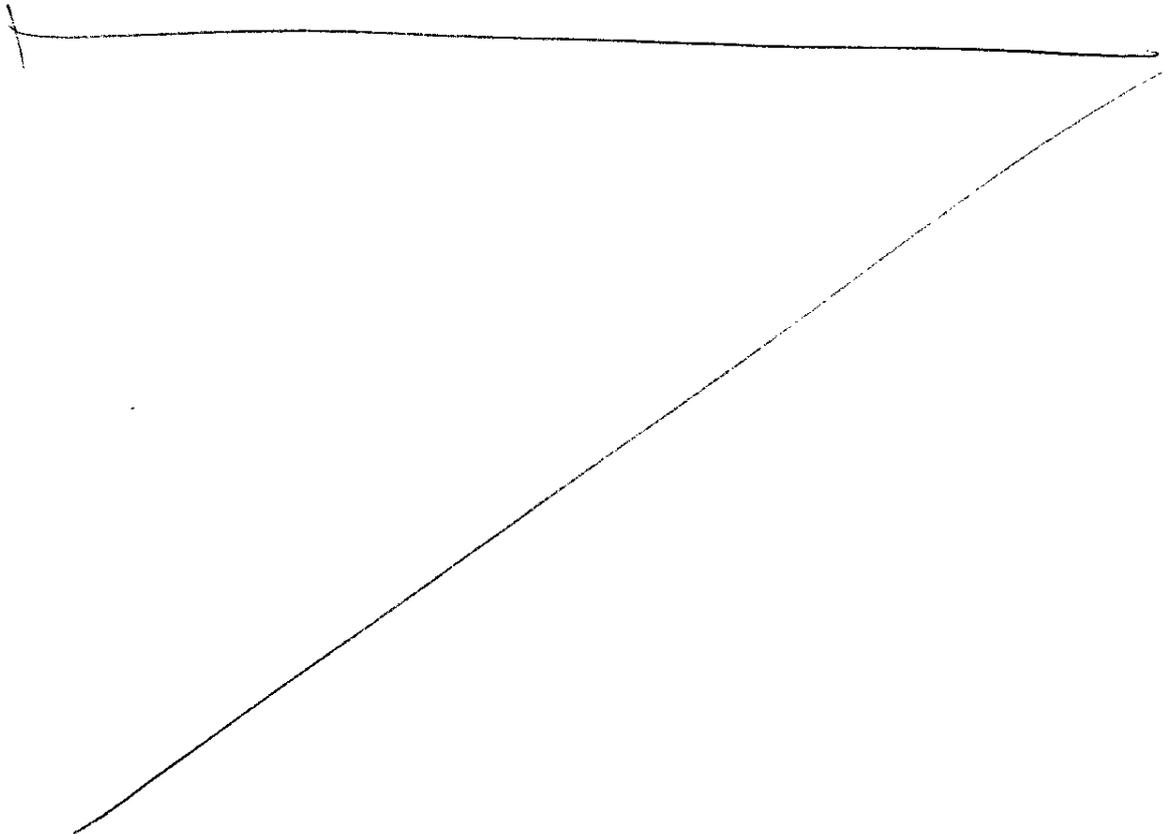
EEM - Armando Santos, nos termos da Declaração de voto dos representantes das empresas reguladas e da Declaração de voto do representante da EEM.

REN - Ponto II/A "Custo de Capital" nos termos das duas declarações de voto anexas.



Distribuidora B - EDP Distribuição - Ponto II/A "Custo de Capital" no termo das duas declarações de voto anexas - Carlos Alberto Faria Blum

EDP Distribuição - Ponto II/A "Custo de Capital" no termo das duas declarações de voto anexas - 





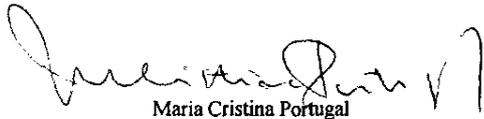
ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

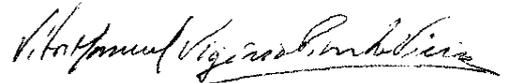
Abstenções:

Voto de qualidade:

O parecer que antecede tem **78** páginas, incluindo as destinadas à votação e assinaturas dos Membros do Conselho Tarifário e integra ainda os seguintes anexos:
Anexo 1 - delegação sobre a apresentação dos municípios da Madeira; Anexos 2 a 5 de clareza de voto, todas iniciadas por um 1



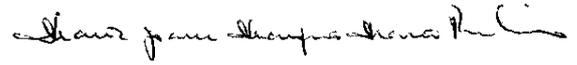
Maria Cristina Portugal
Direção Geral do Consumidor



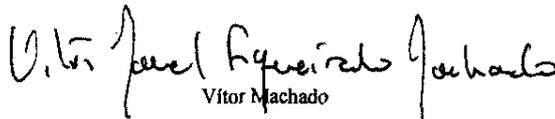
Vítor Vieira
REN - Rede Eléctrica Nacional, S A



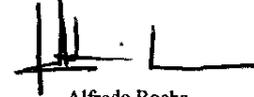
Carlos Botelho
Comercialização em Baixa Tensão



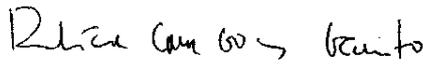
Maria Joana Simões
EDP Distribuição - Energia, S A



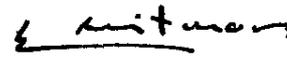
Vítor Machado
DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor



Alfredo Rocha
UGC - União Geral dos Consumidores



Patrícia Gomes
FENACOOP - Federação Nacional das Cooperativas Consumidores, FCRL



Eduardo Quinta Nova
ACRA - Associação de Consumidores da Região dos Açores



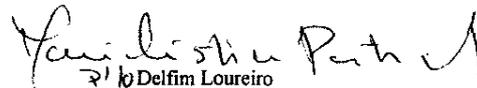
Manuela Moniz
CNV - Clientes Não Vinculados de Electricidade



Armindo Santos
EEM - Empresa de Electricidade da Madeira



Fernando Ferreira
EDA - Electricidade dos Açores SA



Delfim Loureiro
em representação dos consumidores da Região Autónoma da Madeira



Artur Trindade
Associação Nacional dos Municípios Portugueses

nos termos da declaração anexa.

ANEXO 1
fl. 1

From: "Delfim Loureiro" <dloureiro@deco.pt>
Subject: Votação
Date: Mon, November 17, 2008 1:46 pm
To: "Maria Cristina Portugal" <mcpportugal@sgpa.pt>

Parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009-2011

Delegação de Poderes e Votação

Na impossibilidade de estar presente na Reunião de 17 de Novembro da Secção do Sector Eléctrico do Conselho Tarifário, informo que delego esta função na Exm^a. Presidente do CT, Dra. Maria Cristina Portugal.

O meu sentido de votação é o seguinte:

- Voto favoravelmente o Parecer na generalidade, na especialidade e conclusões.

Porto, 17 de Novembro de 2008

Delfim Ribeiro Loureiro

Representante Consumidores RA Madelra

!DSPAM:49216482672931680728247!

Attachments:

untitled-2	
Size:	4.2 k
Type:	text/html

ANEXO 1
fol 2

We

INBOX Compose Addresses Folders Options

Current Folder: **None****Welcome:** mcportugal**Viewing a text attachment - View message**[View Unsafe Images](#) | [Download this as a file](#)**Parecer sobre a Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009-2011****Delegação de Poderes e Votação**

Na impossibilidade de estar presente na Reunião de 17 de Novembro da Secção do Sector Eléctrico do Conselho Tarifário, informo que delego esta função na Exm^a. Presidente do CT, Dra. Maria Cristina Portugal.

O meu sentido de votação é o seguinte:

- Voto favoravelmente o Parecer na generalidade, na especialidade e conclusões.

Porto, 17 de Novembro de 2008

Delfim Ribeiro Loureiro

Representante Consumidores RA Madeira

!DSPAM:49216482672931680728247!

Declaração de voto dos representantes das empresas reguladas ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009-2011"

A – Justificação do voto contra o ponto II/A do Parecer

Os representantes das empresas reguladas votam contra o ponto II/A do Parecer do CT relativo ao Custo de Capital por não reflectir uma análise metodológica completa e consistente, apresentando ainda um conjunto de comentários com imprecisões e inconsistências em desacordo com as melhores práticas financeiras e regulatórias.

Sendo este um ponto fundamental para as actividades reguladas, a aplicação de uma metodologia adequada é essencial para definir uma taxa de remuneração apropriada que permita atrair os capitais necessários ao financiamento da actividade das empresas.

Em nossa opinião, a taxa de remuneração definida pelo regulador deve ser calculada tendo em conta a remuneração do capital, em linha com o *Weighted Average Cost of Capital (WACC)* da empresa, e uma margem adicional destinada a cobrir o risco regulatório específico de cada empresa que o *Capital Asset Pricing Model (CAPM)* não incorpora.

A afirmação constante do Parecer de que "o risco regulatório é um risco específico da empresa, irrelevante para um investidor com uma carteira perfeitamente diversificada, não tendo portanto qualquer papel no modelo CAPM", é incorrecta.

Efectivamente, o risco regulatório sistemático ou não diversificável deve ser considerado na determinação do custo de capital através do cálculo da média dos betas das diversas empresas do sector, uma vez que as empresas reguladas comparáveis estão sujeitas ao mesmo tipo de efeito regulatório - Regulação por incentivos.

Declaração de voto dos representantes das empresas reguladas ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009-2011"

Para além disso, sendo o WACC a taxa de remuneração mínima necessária para atrair capital para um determinado investimento, é fundamental adicionar uma margem para cobrir o risco regulatório específico de cada empresa, de forma a captar os recursos financeiros inerentes à sua actividade.

Em termos de regulação, é prática corrente os reguladores¹ definirem uma taxa de juro sem risco a 10 anos, designadamente a ERSE e a CNE, pelo que não se entende a afirmação contida no Parecer defendendo uma taxa de juro sem risco de curto prazo para uma regulação de empresas de capital intensivo, tanto em infra-estruturas de redes e equipamentos de produção de energia, como em activo circulante.

De facto, a ERSE² e a CNE³ justificam a utilização das OT's/Bonos a 10 anos por serem representativas da taxa de juro sem risco consentânea com a vida média útil dos activos regulados – 25 a 30 anos, para além da elevada liquidez que apresentam.

Do ponto de vista académico, também se defende que seja dado maior relevo ao activo do negócio e não à aplicação financeira em si - "o custo de capital é uma função do activo, e não do investidor"⁴.

No que se refere às necessidades de capital permanente, também as empresas não se financiam a curto prazo, pois desta opção não resulta o melhor rácio risco/custo de financiamento. Refira-se ainda que a teoria económica e

1 Portugal, Espanha, Irlanda, Itália, Austrália e Holanda

2 A ERSE adopta esta posição ao referir: "Por outro lado, o modelo CAPM tem subjacente a definição da rentabilidade esperada para um único período, que no caso presente deverá aproximar-se do período de vida do activo -Vide pág. 10 do documento do custo de capital da proposta de Outubro de 2008

3 Vide "Consulta pública para la revisión de la metodología de estimación del coste de capital para actividades reguladas en el sector energético: revisión final de la propuesta CNE", 24 de Abril de 2008, pág. 15

4 Vide "Cost of Capital Workshop", Ibbotson Associates (Chicago: Ibbotson Associates, 1999), capítulo 1, pág. 7

J. J. J.
W. J.
A. J.

Declaração de voto dos representantes das empresas reguladas ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009-2011"

financeira preconiza que activos de longo prazo, como os que sustentam a actividade das empresas reguladas, devem ser financiados por passivos de longo prazo, o que também a ERSE reconhece na Proposta.

Por outro lado, o perfil típico dos investidores destas empresas, de que os fundos de pensões são um bom exemplo, caracteriza-se por aqueles deterem uma carteira de investimento essencialmente de médio e longo prazo.

Embora não se conceba outra alternativa, caso fosse considerada a taxa de juro sem risco com referência ao curto prazo, os prémios de risco de mercado e da dívida teriam de ser forçosamente muito superiores^{5, 6}.

A afirmação constante do Parecer sobre a sobrestimação do risco (beta) do activo da EDP Distribuição não se entende porquanto a Proposta da ERSE se apresenta justificada.

Na realidade, o desvio-padrão da rendibilidade da EDP Distribuição, ao contrário do que o Parecer menciona, não teve efeito no cálculo do beta daquela empresa dado que este resulta da aplicação da fórmula representativa da média dos betas de cada negócio do grupo EDP ponderada pelo peso dos respectivos activos tangíveis e intangíveis⁷.

Quanto à utilização do índice de mercado – PSI20 – para o cálculo do beta da EDP, a ERSE, na procura do mercado representativo para os investidores da

⁵ Para o prémio de risco de mercado calculado com base em bilhetes do tesouro, Ibbotson aponta para 8,9%, Welch para 7,1%, DMS entre 6,1% e 7,1% e a literatura financeira de referência menciona 8,5%.

⁶ De acordo com as fórmulas financeiras, o prémio de risco de mercado aumenta devido à diferença entre a remuneração do mercado e a taxa de juro sem risco. De igual forma, o prémio de risco da dívida aumenta por resultar da diferença entre o custo da dívida e a taxa de juro sem risco.

⁷ Tal como consta no quadro 4-8 da página 41 do documento "Custo de capital para o período 2009-2011".

Declaração de voto dos representantes das empresas reguladas ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009-2011"

EDP, testa várias alternativas, associando o mercado português a mercados financeiros internacionais, e decide tomar como referência o PSI20 por concluir que este é a melhor aproximação para o mercado relevante no cálculo do beta da EDP.

Na determinação do WACC deve-se ponderar toda a informação disponível, designadamente boletins de análise dos bancos de investimento, mas nunca utilizando um único documento, e não recente.

Neste sentido, para além do estudo de avaliação da EDP Distribuição elaborado pelo BCP, também se deve considerar análises mais recentes, e já dadas a conhecer ao CT, como a do BPI⁸, ou a da J.P. Morgan⁹, ou ainda a da Merrill Lynch¹⁰, onde se constata que, para o WACC nominal depois de impostos, a Distribuição assume valores de 6,5%, 6,6% e 7,7%, respectivamente, todos superiores aos referidos 5,35% da análise do BCP e, também, a 6,28% proposto pela ERSE.

Importa ainda referir que o activo regulatório (RAB¹¹) deve, por definição, incluir todo o capital necessário para a empresa exercer a sua actividade e, como tal, é sobre este que deve incidir a taxa de remuneração (RoR¹²) definida pelo regulador.

8 "Cheap as water...and wind!" de 12/08/2008

9 De 29/10/2008

10 "Business Update to 2012" de 07/11/2008

11 Regulatory Asset Base

12 Rate of Return

Declaração de voto dos representantes das empresas reguladas ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009-2011"

Efectivamente, o investidor aplica o seu capital na expectativa de uma rentabilidade sobre o capital investido em activos fixos e circulantes¹³ adequada ao risco destes pelo é fundamental garantir uma rentabilidade adequada sobre todo o capital investido.

Neste contexto, conclui-se que o fundo maneio é parte integrante do RAB, pelo que deve ser remunerado à taxa WACC.

B – Comentários relativos ao Custo de Capital da Proposta da ERSE

Em relação à proposta apresentada pela ERSE, temos uma opinião discordante essencialmente quanto ao prémio de risco de mercado, pelas razões que a seguir se apresentam.

O prémio de risco de mercado, sendo um dos parâmetros mais influentes do cálculo do custo de capital, deverá ser obtido através de uma metodologia objectiva, transparente e replicável.

Com efeito, a ERSE, do mesmo estudo que a CNE utiliza, de Dimson, Marsh e Staunton de 2006, obtém valores - 3,5% e 4,5% - que se situam abaixo dos resultados obtidos no referido estudo (4,0% a 6,1%), e com base no qual a CNE adopta 5,53%.

Esta divergência é essencialmente explicada pelo facto da CNE utilizar uma média aritmética, que é considerada o melhor estimador dos diversos valores do prémio de risco contidos no estudo, enquanto que a ERSE opta por uma metodologia questionável no âmbito desta temática.

¹³ Na realidade, a exemplo de modelos regulatórios de outros países, designadamente Itália, Bélgica, Irlanda, Austrália e Nova Zelândia, os capitais necessários ao financiamento das actividades das empresas devem ser compostos pelo activo fixo e pelo fundo de maneio.

Declaração de voto dos representantes das empresas reguladas ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009-2011"

Em períodos regulatórios anteriores, a ERSE referiu vários estudos que agora ignora, nomeadamente os elaborados por Alpalhão e Alves (2002), e ainda por Neves e Pimentel (2004), que conduzem a prémios de risco de mercado para Portugal entre 5 e 6%, e 6,38%, respectivamente.

No mesmo sentido, a partir de várias fontes financeiras, os valores atribuídos ao prémio de risco superam largamente o intervalo definido pela ERSE. Refira-se, por exemplo, os boletins de análise sobre a EDP acima mencionados que apresentam valores entre os 5% e os 6%.

Conforme se observa no quadro seguinte, pode-se concluir que a ERSE não utiliza um ponto intermédio entre vários estudos credíveis, não tendo portanto em consideração o princípio da prudência.

Estudo	Data do Estudo	Valor	Fonte/Notas
DMS	Abr de 2006	3,98%-6,08%	"The worldwide equity premium: a smaller puzzle", Dimson, Marsh e Staunton
CNE	Dez de 2007	5,53%	
ERSE	Períodos Regulatórios de 2006-2008 e 2009-2011	3,5%-4,5%	
ERSE	Período Regulatório 2002-2004	4%-5%	
ERSE	Período Regulatório 2005	4,25%-5,25%	
Alpalhão e Alves	2002	5%-6%	Estudos do Prémio de Risco de Mercado para Portugal
Neves e Pimentel	2004	6,38%	

Por fim, é importante que a ERSE estabeleça, tal como previsto no actual Regulamento Tarifário, um prémio de remuneração para novos investimentos na rede de transporte, à semelhança do que acontece na Europa com outros operadores de transporte, e de forma a permitir a necessária harmonização regulatória no âmbito do MIBEL.

Carlos Alberto Ferreira Duarte
Carlos Alberto Ferreira Duarte

Vicente Manuel Gonçalves
Des. Carlos Manuel de Jesus

1. Votei favoravelmente todos os pontos do parecer em epígrafe, com excepção do seu ponto: "II/A - CUSTO DE CAPITAL", relativamente ao qual votei contra, não só pelas razões de âmbito mais genérico já expostas na declaração de voto conjunta dos representantes das empresas reguladas, mas também pelas razões mais específicas que a seguir são expostas.

Antes de mais, verifica-se a assimetria de considerandos constantes no parecer sobre o custo do capital das empresas reguladas. Em particular, estranha-se a quase ausência de referências ao cálculo específico do custo do capital que é proposto aplicar à REN.

Assim, entende a REN desenvolver os aspectos técnicos mais relevantes sobre as insuficiências do cálculo do custo de capital que lhe é proposto.

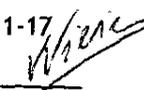
- a) A taxa de rendibilidade a aplicar aos activos constitui o parâmetro de regulação mais importante para uma empresa regulada, mesmo no caso de um modelo híbrido com incentivos. Tal é particularmente importante para a REN e de forma especial para o Transporte de Energia Eléctrica, cuja actividade está assente na existência de uma infra-estrutura de rede, com responsabilidades acrescidas no âmbito da Estratégia Nacional para a Energia (ENE). Na realidade, é cada vez mais complexo e oneroso executar os investimentos que a ENE pressupõe para a sua concretização.
- b) Caso a taxa de remuneração seja inferior ao valor adequado, o capital desloca-se para outros investimentos mais atractivos.
- c) Contrariamente ao afirmado na alínea 3. do ponto do parecer em questão, o risco regulatório releva no Custo de Capital (WACC, Weighted Average Cost of Capital) das empresas e não é irrelevante para o mercado investidor. É sabido que insuficiências da metodologia CAPM (Capital Asset Pricing Model), adoptada pela ERSE para determinação do WACC, podem não permitir a sua detecção directa.
- d) No caso da REN, a ERSE propõe a revisão anual do WACC regulatório baseada na fórmula $OT's10A + 3\%$ (rendibilidade média anual, com atraso de um ano, das obrigações do tesouro a 10 anos adicionadas de 3%) o que, contrariamente ao que é afirmado na alínea 5.a. do ponto do parecer acima referido, não constitui uma redução significativa do risco das taxas de juro. Na actual situação financeira, a incerteza de evolução das taxas de juro sem risco, não constituirá, muito provavelmente, a principal componente do "risco de taxas de juro" a que as empresas estão sujeitas.
- e) Na alínea 5.a. do ponto do parecer em análise é sugerida, como medida do equivalente sem risco dos activos a remunerar, a adopção de "um activo sem risco de curto prazo". Esta sugestão é uma incorrecção sem suporte, nem metodológico, nem nas práticas aceites internacionalmente.

Para além da maturidade dos activos da empresa (que no caso da REN é de cerca de 30 anos) e do equivalente sem risco adoptado terem de ser similares, também o equivalente sem risco terá de ser estimado numa base prospectiva utilizando os mercados financeiros secundários, ao invés de serem utilizados valores do passado, ocorridos no mercado primário. Este procedimento dará à empresa a oportunidade de recuperar o efectivo valor esperado, durante o período regulatório, do correspondente custo de oportunidade, evitando-se subjectividades ou decisões discricionárias.

A falta de uma metodologia clara e estável, assente em valores consistentes e objectivos de mercado, aumenta o risco percebido pelos investidores, o que poderá levar a empresa a ter uma maior exposição ao risco não diversificável, com consequências em maiores custos de financiamento e portanto maiores custos para os consumidores.

Tendo em atenção a necessária liquidez de mercado dos vários tipos de activos, considerados de risco desprezável, a utilização de valores da "yield-to-maturity" das Obrigações do Tesouro a 10 anos parece ser aquela que tem maiores precedentes regulatórios e recolhe maior consenso internacional.

- f) A ERSE propõe para a REN um WACC regulatório de 7,55%, nominal antes de impostos. Este valor é claramente inferior ao valor do custo do capital da empresa, e muito inferior ao das empresas congéneres europeias, particularmente a REE, seu parceiro ibérico. Salientamos os seguintes aspectos do cálculo de WACC efectuado pela ERSE:



- i. **Envolvente dos Mercados Financeiros** - Embora a proposta da ERSE refira, textualmente, preocupações sobre a actual crise dos mercados financeiros, nenhuma consequência prática é tirada dessa referência.

De forma alguma a indexação anual do WACC à rendibilidade dos activos sem risco pode acomodar as incertezas que estão, agora, de facto em jogo.

Efectivamente, a situação actual dos mercados evidencia uma fuga de todos os investidores (individuais e institucionais) para activos seguros, o que provoca, muito naturalmente, alterações substanciais do prémio de risco do mercado.

Para que existisse alguma acomodação efectiva da presente incerteza, esta teria de ocorrer nos parâmetros que podem, de facto, ser afectados pela "fuga para a segurança" e pela falta de liquidez do mercado a que assistimos: o prémio de risco de mercado e o prémio de risco da dívida.

Em contradição com a situação actual, verifica-se que os dois parâmetros críticos, acima referidos, são propostos para a REN ficarem fixos, para o triénio, em valores ainda abaixo do limiar mínimo do que seria aceitável antes da actual crise.

Estamos perante uma evidente alteração de circunstâncias da envolvente financeira a que a ERSE não poderá deixar de atender.

- ii. **Prémio da Dívida** - O prémio da dívida da REN é calculado na Proposta como sendo cerca de 70 basis points (bp) sobre a taxa de juro sem risco (OT's portuguesas de 10 anos). O valor do prémio de risco, quando adicionado à taxa de juro sem risco proposta pela ERSE, conduz a um valor para o custo da dívida da REN antes de impostos, da ordem dos 5,25%.

Porém, o prémio actualmente estimado pela REN é de 120 bp, o qual, convertido para um spread sobre as OTs a 10 anos, dá 128 bp, do que resultará um custo da dívida da ordem dos 5,83%.

Repare-se que aquele prémio de 128 bp está longe de traduzir as condições de mercado actuais representando, antes, uma tentativa de estimar o que poderão vir a ser os prémios da dívida de emitentes com rating A+ para maturidades de 10 anos após a estabilização do mercado do crédito. Considerando a situação actual, que tudo indica poderá permanecer durante um longo período, estaríamos a falar de um spread superior a 200 bp.

- iii. **GEARING [DÍVIDA / (DÍVIDA + CAPITAL PRÓPRIO)]** - A ERSE, na determinação do rácio dívida / capital próprio da REN Eléctrica considerou os valores contabilísticos do capital próprio e da dívida da empresa, contrariando a metodologia subjacente ao modelo CAPM e as regras de cálculo dos ponderadores para efeitos de determinação do WACC, que assentam na utilização de valores de mercado para a dívida e para o capital próprio.

Não se tratando de um empresa directamente cotada, a alavancagem da REN Eléctrica com base em valores de mercado pode ser estimada, por exemplo, utilizando o rácio entre "market value" e "book value" de empresas comparáveis ou então simplesmente usando o rácio "market cap" / "equity book value" da REN SGPS.

Utilizando esta abordagem, e tomando como referência o preço médio de mercado das acções da REN durante o período usado pela ERSE como referência para a determinação da taxa de juro sem risco, obtém-se um "gearing" de mercado da REN Eléctrica de 0,47, que compara com o valor de 0,61 suposto pela ERSE.

- iv. **PRÉMIO DE RISCO DO CAPITAL PRÓPRIO** - O prémio de risco do capital próprio apurado pela ERSE (cujo ponto central é de 4%) é igual ao fixado para o anterior período regulatório, situando-se abaixo dos últimos valores divulgados pelos principais analistas que cobrem o mercado nacional. Tendo por base os valores utilizados pelos analistas de mercado de referência, entre os quais se destaca o BPI, BCP, BANIF, UBS, Merrill Lynch, Deutsche Bank, obtém-se um prémio de risco médio da ordem dos 5%.

- v. **CONSEQUÊNCIAS** - A taxa de remuneração regulatória dos activos de transporte de electricidade proposta para a REN - 7,55%, nominais antes de impostos, o que equivale a 5,55%, nominais depois de impostos - representa a mais baixa taxa remuneratória de entre os

Esta situação é descrita no quadro seguinte, sendo que as taxas de remuneração dos restantes países foram fixadas antes da actual crise dos mercados financeiros.

Observa-se que, numa base antes de impostos, a taxa de remuneração proposta para a REN se encontra mais de 1,5% abaixo da média dos restantes países.

Taxas de Remuneração Regulatórias dos Activos de Transporte de Electricidade

	Nominal antes de impostos (1)	Nominal depois de impostos
Holanda	8.52%	6.26%
República da Irlanda	8.60%	6.32%
Reino Unido	9.54%	7.01%
Espanha (2)	10.48%	7.71%
Itália (3)	8.39%	6.17%
Média	9.11%	6.69%
Proposta da ERSE para a REN	7.55%	5.55%
Diferença da Proposta da ERSE para a REN em relação à média	-1.56%	-1.14%

Fonte - Valores depois de impostos: NERA e operador da rede de transporte espanhola; valores antes de impostos: cálculo REN.

- (1) Valores dos restantes países ajustados pela taxa de imposto sobre lucros portuguesa (26,5%).
 (2) Considerando o efeito da actualização anual do valor dos activos com a taxa de 2,5%, utilizada em Espanha para efeitos do cálculo da retribuição regulatória do transporte de electricidade.
 (3) Valor que é adicionado, numa base depois de impostos, de 3% para o investimento em novas interligações e de 2% para os novos investimentos noutros elementos de rede.

- g) Considera-se importante que a ERSE estabeleça, tal como previsto no Regulamento Tarifário publicado em Agosto de 2008, um prémio de remuneração do novo CAPEX do transporte de electricidade, à semelhança do que se verifica com outros operadores de transporte na Europa e que permita alguma harmonização regulatória no âmbito do MIBEL.
- h) Apenas por uma questão de rigor e dado que se pode prestar a equívocos, será de referir uma imprecisão constante na alínea 7. do ponto do parecer em questão. Na realidade, como já se referiu na alínea d) acima, o que é efectivamente proposto pela ERSE é que o custo do capital para os anos de 2010 e 2011 seja determinado pela rendibilidade das obrigações do tesouro a 10 anos acrescida, no caso da REN, de 300 pontos base.

Junta-se, em anexo, Parecer do Senhor Professor Doutor José Neves Adelino, sobre a proposta da ERSE de Custo de capital para a REN - Rede Eléctrica Nacional S.A.

2. Votei favoravelmente o ponto: "II/B - PROVEITOS PERMITIDOS ÀS DIVERSAS ACTIVIDADES REGULADAS", contudo, o mesmo não reflecte, de forma suficiente, a apreciação que a REN faz sobre esta matéria.

Assim, refiro adicionalmente:

- a) Constata-se que, embora o RT preveja a evolução destes custos por "proveito máximo" (indexação do proveito ao longo do período regulatório a "IPC-X") adicionado dos custos de manutenção decorrentes do aumento do número de elementos da rede entrados em cada ano, a ERSE, na sua proposta adopta uma evolução por "preço máximo" (preço médio, indexado a "IPC-X"), expresso por unidade de energia saída da rede, sem reconhecimento dos custos do aumento do número de elementos da rede.
- b) Para valor de início da indexação por "proveito máximo" (na realidade, indexação por "preço máximo", contrariamente ao previsto no regulamento) do OPEX em 2009 (C_0), que constitui o primeiro ano de aplicação do novo modelo regulatório do transporte, a proposta baseia-se nos valores ocorridos em 2007, sobre os quais é construído um valor de "OPEX fictício" de 2008, que se situa cerca de 5 milhões de euros (cerca de 10%) abaixo do correspondente valor já incluído nas tarifas de 2008. O valor de C_0 é calculado indexando por "preço máximo", expresso por unidade de energia saída da rede, o valor do "OPEX fictício" de 2008, com um factor de eficiência de 3% (a que corresponde uma evolução do proveito permitido com "IPC-0,5%", dado que a energia saída da rede é suposta evoluir a 2,5% ao ano). Deste procedimento de retroactividade regulamentar sobre 2008 resulta um valor de C_0 cerca de 10% abaixo do correspondente valor de OPEX previsto para

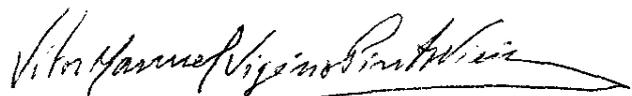
2009, o que se resume no quadro seguinte, que demonstra a forma subtractiva de cálculo do OPEX base e o estabelecimento instrumental dos factores de eficiência regulamentares.

Evolução do OPEX da actividade de transporte (TEE)
 Proposta da ERSE

		Milhar de euros				
	2008 "Tarifas de 2008" (a)	2008 "fictício"	2008 a preços de 2008	2009	2010	2011
(1) Base de custos		39 150.0	40 089.6			
(2) Quantidades (GWh)		50 002.0	50 002.0	51 695	52 986	54 311
(3) Preço médio (a IPC-X1) (€/MWh)		0.782969	0.80176	0.777707	0.774596	0.771498
(4)						
(5)						
(6) OPEX BASE (calculado de forma subtractiva: (8)-(4)-(5))		39 150.0		39 351.6	40 172.8	41 287.8
(7) Factor de eficiência implícito no "Revenue CAP" regulamentar, calculado por forma que: (8)-(4)					2.7%	2.0%
(8) IPC				2.4%	2.6%	2.6%

(a) Valor aproximado retirado da Fig. 2-2 do doc. "Parâmetros de Regulação para o Período 2009 a 2011"

- c) Assim, não obstante a fórmula do RT prever a adição do OPEX variável constante na linha (5) este efeito é anulado por alteração dos factores de eficiência "X", sendo, na realidade, o OPEX total dado pelo valor correspondente à evolução a "IPC-3%" do preço médio da linha (3). Nesta circunstância, qualquer que fosse o aumento do número de elementos de rede em serviço, cujo aumento de OPEX é reflectido na linha (5), o OPEX total permaneceria imutável.
- d) Aparentemente, para justificar este procedimento a ERSE refere um relatório adicional confidencial relativo a um estudo de benchmarking internacional, de que não foi dado conhecimento à REN, e cujos resultados preliminares comunicados à empresa em reunião havida em 3 de Setembro passado, colocavam os seus custos de OPEX unitários (por quantidade de rede em serviço) sobre a correspondente média.
- e) Independentemente das justificações apresentadas, os objectivos traçados na proposta de custos de Operação e Manutenção (O&M) da actividade de transporte de energia eléctrica – de 10% de redução num único ano, seguido de ganhos unitários anuais de 3% – são de tal forma elevados que justificariam, por parte do regulador, maior e mais claro desenvolvimento quanto à sua adopção, uma vez que a redução de custos proposta pode implicar um abrupto e indiscriminado corte de custos, pondo em causa a qualidade da actividade de O&M, com implicações na qualidade de serviço e na continuidade do abastecimento dos consumos.
- f) A rede de transporte, enquanto ponto de encontro da concorrência entre as várias alternativas de produção e das várias áreas regionais de consumo, num âmbito que se pretende pelo menos ibérico, desempenha funções de grande valia para os consumidores de electricidade, pelo que se espera da ERSE a reanálise dos procedimentos propostos, a não retroactividade do RT e a adopção de factores de eficiência exequíveis e devidamente justificados que permitam, de facto, reconhecer o aumento de OPEX resultante do aumento da rede.


 (Vítor Vieira)

Representante da REN-Rede Eléctrica Nacional, S.A.

ANEXO

Parecer do Senhor Professor Doutor José Neves Adelino, sobre a proposta da ERSE de Custo de capital para a REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.

José Neves Adelino
 Professor Catedrático de Finanças da
 Faculdade de Economia da
 Universidade Nova de Lisboa

Parecer

A ERSE apresentou, recentemente, a sua estimativa do custo do capital para a actividade regulada do Grupo REN, SGPS, para o período regulatório de 2009-2011. A Entidade Reguladora propõe uma taxa de remuneração do capital de 7,55%, para esta actividade, incluindo, na proposta, a indexação anual da taxa de juro do activo sem risco. Por sua vez, a REN elaborou, internamente, a sua estimativa independente do custo de capital da actividade regulada, tendo chegado a um intervalo de [8,5%; 8,63%], cujo ponto médio é 8,58%. O Conselho de Administração da REN solicitou ao signatário esclarecimento sobre as razões que podem sustentar esta diferença (-1,03%, face ao ponto médio da estimativa REN).

1. Introdução

As metodologias usadas, quer pela ERSE quer pela REN, para cálculo do custo de capital, são razoavelmente convencionais. À semelhança do que é habitual, as duas empresas seguem um processo que envolve seguintes passos:

- a. Definição de parâmetros externos à empresa: estimativa de uma taxa de juro nominal para o activo sem risco, estimativa de um prémio de mercado, o prémio de risco exigido pela carteira de activos de risco, estimativa de um prémio de risco do mercado da dívida empresarial ajustado ao respectivo risco de crédito (*rating*) e estimativa da taxa de imposto sobre rendimento da empresa;

Ym

José Neves Adelino
Professor Catedrático de Finanças da
Faculdade de Economia da
Universidade Nova de Lisboa

JN

- b. Definição de parâmetros que resultam do consenso do mercado sobre o comportamento dos activos financeiros da empresa: estimação de medidas de risco sistemático (β , beta) do capital próprio e da dívida da actividade regulada da REN (as duas empresas assumem, implicitamente, por simplicidade de cálculos, risco sistemático nulo para a dívida da REN);
- c. Definição de parâmetros que resultam de políticas de longo prazo da empresa: identificação da política de estrutura de capital que a empresa segue, como objectivo, no longo prazo, importando reconhecer que a ERSE distingue o consenso que os investidores detinham, no mercado, sobre a política de estrutura de capital que a REN seguiu, no passado, num período coincidente com o que foi adoptado para estimar o β do capital próprio do Grupo REN e o consenso existente sobre a política de estrutura de capital que a empresa seguirá, num futuro que engloba o período regulatório, e aplicará na actividade regulada do Grupo;
- d. Ajustamento das medidas de risco sistemático aos efeitos da alavancagem e das imposições fiscais para obter o custo do capital próprio, o custo da dívida e o custo médio ponderado do capital da empresa, em termos nominais, antes de impostos.

O Quadro 1, reproduz os cálculos da ERSE e da REN, exibindo estimativas de custo de capital nominal antes de impostos de, respectivamente, 7,56% e 8,58%¹ nas colunas (4) e (7). Recorde-

¹ A diferença de 0,01%, face ao valor de 7,55% proposto pela ERSE resulta de diferença de arredondamento, impossível de eliminar a partir dos dados fornecidos ao signatário

mos que o valor de 8,58% corresponde ao ponto médio do intervalo obtido pela REN (os limites do intervalo são reportados nas colunas (5) e (6) do mesmo Quadro).

2. As únicas diferenças entre as duas estimativas do custo de capital resultam dos pressupostos adoptados na estimativa do prémio de risco do portfolio de activos de risco e na definição das políticas e condições de financiamento da REN ao longo dos próximos anos.

Recalculando a estimativa do custo do capital proposta pela ERSE, substituindo os parâmetros da ERSE pelos da REN, nos dois casos, reconciliamos integralmente as diferenças apuradas. O Quadro 2 dá conta dos efeitos parciais da incorporação dos ajustamentos, apresentando, a fundo escuro, as alterações consideradas, em cada caso, e as correspondentes estimativas do custo do capital.

- a. As colunas (2) e (3) do Quadro 2 são comuns ao quadro anterior. Reproduzem os pontos médios das estimativas de cálculo do custo do capital da ERSE e da REN.
- b. A quarta coluna apresenta os cálculos da ERSE com um prémio de mercado dos activos de risco de 5,05%, 1,05% acima do valor constante da proposta da ERSE. Esta alteração, por si só, explica 50% da diferença entre os dois cálculos, e conduziria, se fosse adoptada pela ERSE, a um custo do capital da actividade regulada da REN de 8,07%.
- c. A quinta coluna reproduz o modelo de cálculo da ERSE, alterando os pressupostos da política de financiamento. Há duas alterações fundamentais: o factor de alavancagem (para re-alavancar o β dos activos regulados e obter o β do capital próprio da actividade regulada) corresponde

Anexo 3
159

José Neves Adelino
Professor Catedrático de Finanças da
Faculdade de Economia da
Universidade Nova de Lisboa

ao factor proposto pela REN (o rácio Dívida / Capital próprio usado no ajustamento foi 0,8868 em vez dos 1,55 usados pela ERSE) e o prémio de risco de crédito da dívida da empresa face à taxa de juro do activo sem risco (não comparável com a diferença face à *mid-swap rate* sugerida pela REN em anteriores contactos com a ERSE) é 1,28% em vez dos 0,70% usados pela ERSE. Estas duas alterações (estrutura de capital e prémio de risco da dívida) reflectem, em conjunto, a perspectiva do financiamento - estrutura de capital e reacção do mercado ao risco de crédito implícito - e explicam 47,8% da diferença entre as estimativas do custo de capital propostas pela ERSE e pela REN. O custo do capital estimado com esta alteração, mantendo todos os outros pressupostos da ERSE, seria 8,05%.

- d. Se as duas alterações fossem usadas em conjunto, replicar-se-ia a estimativa da REN, com um custo de capital da actividade regulada de 8,58% (existe interacção entre a alteração do prémio de mercado e a modificação da política de financiamento que explica os 2,2% de diferença acumulada não reconhecidos pelos efeitos isolados das duas correcções).
3. Quais as razões que levam as duas entidades a divergir na sua opinião sobre parâmetros fundamentais da estimativa?
- a. O prémio de risco do mercado de activos de risco (diferença entre o rendimento esperado de uma carteira bem diversificada de activos de risco e o rendimento esperado do activo sem risco) é uma das variáveis mais difíceis de estimar em trabalhos de valorização por ter sido impossível, ao longo dos anos, colher consenso de especialistas

Anexo 3
p. 10

José Neves Adelino
Professor Catedrático de Finanças da
Faculdade de Economia da
Universidade Nova de Lisboa



do mundo académico sobre o problema (a ERSE ilustra estas divergências com abundância de referências a artigos científicos em que o tema é tratado, tornando inútil repetir aquilo que já consta do seu estudo).

Note-se - num reflexo evidente destas dificuldades de consenso - que a REN propõe um prémio de risco que é 26% mais elevado do que a estimativa da ERSE, estando em causa um parâmetro cujo impacto, em qualquer estimativa de custo do capital, é decisivo.

Evita-se repetir evidência do que é abundantemente apresentada pela ERSE no texto que colocou em apreciação. As estimativas do prémio de risco do mercado de activos de risco varia substancialmente ao longo do tempo, apresentando, em séries históricas, elevada volatilidade.

A própria metodologia de cálculo da média dos rendimentos históricos da carteira de activos de risco - que está subjacente ao cálculo do prémio de risco - tem sido objecto de debates intensos, que se reflectem nas propostas apresentadas pelas duas entidades. Para além de outros detalhes menos relevantes, a ERSE propõe que o rendimento da carteira de activos de risco seja calculado a partir de uma média geométrica de rendimentos históricos periodificados, enquanto que a REN propõe, em alternativa, o uso de uma média aritmética. Esta divergência é suficiente para explicar a diferença entre as duas propostas. A diferença de metodologias de cálculo das médias, para um mesmo conjunto de dados, conduz a resultados muito diferentes, sabendo-se que, para os mesmos rendimentos, a média geométrica gera prémios de

mercado significativamente mais baixos do que a média aritmética.

Nenhuma das partes esclarece um leitor menos especializado sobre as razões das suas escolhas. A escolha da REN justifica-se porque se demonstra que a média aritmética (em certas condições de comportamento dos rendimentos estimados) traduz, de forma mais adequada que a média geométrica, o rendimento histórico dos activos financeiros representativos do capital próprio da empresa. Por sua vez, a ERSE usa a média geométrica dos rendimentos por saber que, na capitalização de rendimentos, os efeitos de erros de estimativa e da eventual existência de autocorrelação de resíduos não se cancelam e provocam acumulação de divergências entre o valor efectivamente capitalizado e o valor que deveria ser obtido se estivesse disponível uma estimativa do rendimento esperado, isenta de autocorrelação e desprovida de erro.

Reinterpretando estas considerações, podemos afirmar que a escolha da REN reflecte a preocupação da empresa com a adequação da estimativa do rendimento dos activos de risco ao rendimento efectivamente exigido, *ex-ante*, pelos investidores. Esta preocupação é tanto mais legítima quanto se sabe que, na actividade em causa, o risco fundamental que os investidores enfrentam é regulatório e que uma parte substancial desse risco não poderá ser eliminada por diversificação.

A ERSE, por sua vez, está preocupada com o efeito composto dos erros de estimação do prémio de mercado, uma vez que estes podem proporcionar, *ex-post*, aos investido-

Anexo 3
ps 12



José Neves Adelino
Professor Catedrático de Finanças da
Faculdade de Economia da
Universidade Nova de Lisboa

res, rendimentos efectivos superiores aos que esses mesmos investidores deveriam, legitimamente, ter antecipado.

Ambas as entidades se suportam, para as suas estimativas, em fontes legítimas de informação, propondo a ERSE a solução mais conservadora de que se pode socorrer com credibilidade e propondo a REN uma solução mais equilibrada, facilmente suportada em trabalhos académicos recentes e na prática dos analistas de mercado.

Não havendo solução, na teoria, que resolva definitivamente este diferendo, há que reconhecer que é comum, em aplicações empíricas, adoptar um prémio de risco situado entre os dois extremos determinados pelas médias geométrica e aritmética dos rendimentos históricos. Esta solução corresponde a valores usados na prática habitual dos analistas financeiros, amplamente reportada na literatura. Sabemos bem que esta prática salomónica também tem suporte em trabalho académico, curiosamente do mesmo autor que a ERSE aceita para aplicação do ajustamento da Bloomberg ao cálculo do β do capital próprio da REN. Como possível remédio para o problema, Blume propõe um estimador que contribui para equilibrar erros de estimação e autocorrelação no rendimento do activo de risco e constitui, de facto, uma média ponderada dos rendimentos aritmético e geométrico².

É impossível definir, com rigor absoluto, um valor específico para esta estimativa. Sabemos, da prática da análise de valorização, que as estimativas do prémio de mercado

² Blume, M., "Unbiased Estimators of Long Run Expected Rates of Return", *Journal of the American Statistical Association*, September 1974.

adoptadas têm correspondido a valores situados entre os limites de 4% e 6%.

- b. Ao definir a estrutura de capital (Dívida / Capital Próprio) da REN, a ERSE encontrou evidentes dificuldades, tendo adoptado uma solução complexa, com duas estruturas diferentes – uma para desalavancar o β de mercado da REN SGPS e outra para realavancar o β do activo regulado e ponderar custos do capital próprio e da dívida no cálculo final do custo médio do capital.

A primeira relação dívida / capital próprio (1,11) assenta no quociente entre o valor da dívida e o valor de mercado do capital próprio da REN SGPS, reportado a 31/12/2007. A segunda (1,55) representa um rácio de valores contabilísticos da actividade regulada, depois de serem feitas correcções decorrentes da amortização do défice tarifário recebida pela REN (Abril de 2008).

Em rigor, nenhum destes valores parece traduzir o parâmetro que se pretendia usar nos cálculos, e os esclarecimentos prestados pela ERSE não são suficientes para se esclarecer a natureza do parâmetro (ou parâmetros) necessário aos cálculos.

O parâmetro que se pretendia usar, caso estivesse disponível, seria a estrutura de capital que a empresa adopta como objectivo (relação futura desejada entre dívida e capital próprio), a preços de mercado e a longo prazo. A escolha da ERSE parece considerar que os investidores tinham, em Dezembro de 2007, uma perspectiva sobre política de financiamento do Grupo REN que levou ao cálculo do β dos activos regulados (esta política do Grupo

José Neves Adelino
Professor Catedrático de Finanças da
Faculdade de Economia da
Universidade Nova de Lisboa

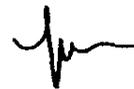


corresponde a uma relação dívida / capital próprio de 1,11). Com a informação de Abril de 2008, os investidores terão assumido um grau de alavancagem, para os activos regulados da empresa, que corresponderia, a longo prazo, a uma dívida 50% acima do valor de mercado dos capitais próprios (a relação dívida / capital próprio usada pela ERSE é 1,55).

Esta relação futura de dívida / capital próprio, a preços de mercado, é inferida pela ERSE a partir dos valores contabilísticos da actividade regulada da REN, ou seja, com o pressuposto de que é entendimento dos investidores que a estrutura de capital está estabilizada, à data dos cálculos, e que o valor de mercado do capital próprio seria igual ao valor dos activos regulatórios e ao valor contabilístico dos activos alocados à actividade regulada (se os activos regulatórios forem iguais aos activos contabilísticos isto pressupõe lucro económico zero, ou seja, rentabilidade do capital investido igual ao custo do capital).

Mesmo que não se questionem estes pressupostos, é importante ser consistente na sua aplicação. Em particular, o grau de alavancagem tem que estar ancorado, efectivamente, numa avaliação de risco (num *rating*) e no correspondente prémio de risco da dívida que vai ser usada. O problema das estimativas de custo de capital propostas é que a ERSE e a REN não divergem, apenas, na estrutura de capital proposta. A divergência infecta toda a política de financiamento, ou seja, a combinação de uma estrutura de capital e do custo associado à respectiva dívida.

José Neves Adelino
Professor Catedrático de Finanças da
Faculdade de Economia da
Universidade Nova de Lisboa



Esta divergência não corresponde a um conflito teórico, para o qual não há resposta fácil, como era o caso da estimativa do prémio de risco da carteira de activos de risco. Em matéria de estrutura de capital e custo do financiamento, as duas entidades deveriam chegar a acordo a partir de factos objectivos, observáveis, e contratualizar em conformidade.

Clarificando o argumento, a ERSE aplica o seu modelo do custo do capital usando uma alavancagem de 1,5500 e um prémio de risco da dívida, acima da taxa de juro do activo sem risco, de 0,70%. A REN propõe uma estrutura de endividamento de 0,8868 e um prémio de risco da dívida de 1,28% (calculado face à taxa de juro do activo sem risco, por simplicidade de comparação entre as duas propostas). Não parece admissível, perante evidência factual suportável em observação directa de condições de funcionamento do mercado financeiro, que uma mesma empresa possa duplicar o seu grau de endividamento e baixar o prémio da dívida ... em 0,52%! A ERSE e a REN não podem estar a descrever a mesma realidade.

Não está em causa uma discussão sobre a capacidade de endividamento da REN nem é legítimo argumentar com perspectivas de longo prazo, que permitam “alisar” custos imediatos de financiamento. Durante o período regulatório, a REN vai ter que viver no mercado que existir e a ERSE, a quem compete definir os parâmetros regulatórios, não pode ignorar as condições reais, validáveis empiricamente, nas quais a empresa vai ter que viver.

O diferendo entre as duas partes não tem que ser resolvido, neste caso, pelo recurso às opiniões de cada uma.

Deve ser esclarecido com base no depoimento de entidades financeiras idóneas, suportado por informação dos mercados financeiros, caso a ERSE esteja interessada em encontrar uma solução defensável. Definida a relação entre níveis de endividamento e prémio de risco, a proposta da ERSE deverá assentar numa solução consistente e compatível com as necessidades de sustentabilidade da REN – proposta essa que não pode ser, em Novembro de 2008, apoiada em dados históricos de um mercado que já não existe.

Tal como o problema foi apresentado, a ERSE aposta nas vantagens de elevado endividamento a custo baixo. A REN defende a necessidade de uma estrutura de capital bem mais conservadora, com custo mais elevado. O prémio de risco da dívida sugerido pela ERSE, assenta em informação histórica que não é consistente com o cenário de endividamento proposto e com a situação actual dos mercados. Pelo seu lado, o prémio de risco da dívida proposto pela REN reflecte estimativas de mercado que incorporam custos de emissão e prémios de risco inferidos a partir de CDS. Estamos perante divergências de dados observáveis que deveriam ser objecto de esclarecimento factual.

4. A grave situação que os mercados financeiros atravessam no momento da negociação dos parâmetros do próximo período regulatório é frequentemente referida ao longo do texto da ERSE, que lhe atribui, desta forma, uma gravidade consoante com a preocupação com que todos os poderes públicos e as entidades internacionais especializadas encaram a situação actual do sistema financeiro e das economias internacionais.

Mesmo que se admita que a perspectiva deva ser de longo prazo e que, por isso, se proceda, na definição dos parâmetros regulatórios do período 2009-2011, ao alisamento de expectativas, há dificuldade em entender a solução adoptada pela ERSE para acomodar parcialmente, no próximo período regulatório, os efeitos da convulsão financeira que se abateu sobre a economia global

Tanto quanto é possível entender, a ERSE acomoda alguma absorção de choques impossíveis de antecipar através do reconhecimento da indexação da taxa de juro do activo sem risco.

Não escapa à ERSE, certamente, que as autoridades monetárias não se encontram particularmente preocupadas, no momento actual, com o espectro da inflação e seu impacto nas taxas de juro soberanas. Isto não implica que a situação não se venha a alterar. Significa apenas que, num horizonte de 2 a 3 anos, as preocupações actuais estão mais centradas nas consequências do abrandamento da actividade económica e na situação do sector financeiro. Haveria, provavelmente, preocupações com inflação e variações da taxa de juro do activo sem risco ao tempo em que o estudo foi iniciado. À luz do que se veio a conhecer sobre a situação da economia de então para cá, não é natural que a indexação proposta seja útil durante o próximo período regulatório. A proposta da ERSE, num cenário de recessão e inflação nula ou pior, pouco deverá contribuir para ajustar a estimativa do custo do capital da REN à evolução dos mercados.

Em contrapartida, a preocupação com a situação financeira descrita na parte final do documento da ERSE levanta questões muito sérias em matérias relacionadas com a liquidez dos mer-

José Neves Adelino
Professor Catedrático de Finanças da
Faculdade de Economia da
Universidade Nova de Lisboa



cados financeiros, a solidez das instituições financeiras e a normalidade do comportamento dos investidores.

A situação actual dos mercados evidencia uma fuga de todos os investidores (individuais e institucionais) para activos seguros, o que provoca, muito provavelmente, alterações substanciais do prémio de risco do mercado – um reflexo directo do grau de aversão ao risco dos investidores.

A debilidade da banca e a falta de liquidez dos mercados financeiros cria a ameaça da dificuldade de refinanciamento das empresas e eleva os custos a que essas operações, quando possíveis, se concretizam (veja-se a recente emissão de dívida da EDP).

Retiram-se, daqui, duas conclusões. Primeiro, o prémio de risco da dívida subiu substancialmente, sem termos certezas sobre quanto tempo decorrerá até se assistir a uma normalização dos mercados, e as operações possam, de novo, ser efectuadas em condições próximas das “históricas”. Para além disso, quando a normalização dos mercados acontecer, é provável que o grau de endividamento historicamente admissível das empresas seja excessivo e se imponha moderação (o famoso “*meltdown*” é, na sua essência, um processo de desalavancagem a que poucas empresas ficarão imunes).

A ERSE deverá ponderar da razoabilidade de assentar os parâmetros do próximo período regulatório no limite mínimo do prémio de risco do portfolio de activos de risco, numa alavancagem elevada das empresas reguladas e num prémio de risco da dívida incompatível com condições de real funcionamento do mercado.

Erros na regulação pagam-se, na situação actual, com quebras de valorização substanciais, conseqüente agravamento da alavancagem das empresas, dificuldades de acesso ao mercado de capitais e uma espiral de degradação da estabilidade financeira que deverá ser evitada a todo o custo. O próprio *rating* das empresas que mantêm o respaldo do eventual apoio do Estado em caso de necessidade (interpretação razoável quando estão em causa infra-estruturas fundamentais para uma economia) pode ser afectado quando há a consciência de que o Orçamento do próprio Estado pode ser pressionado por outras necessidades que incluem eventual apoio a outros sectores de actividade.

A ERSE tem razão ao admitir alguma forma de indexação dos parâmetros regulatórios que acomode as perturbações do período de instabilidade que as nossas economias atravessam. É conveniente que a acomodação ocorra nos parâmetros que podem, de facto, ser afectados pelo “*fligh to safety*” a que assistimos e pela falta de liquidez do mercado: o prémio de risco de mercado e o prémio de risco da dívida.

5. Conclusão

As diferenças entre a estimativa de custo do capital proposta pela ERSE e a estimativa interna da REN explicam-se por diferenças de opinião sobre o prémio de risco do mercado de activos de risco usado no modelo de cálculo e por divergências na definição da política ideal de financiamento da actividade regulada da REN e nas condições práticas da sua aplicação.

O prémio de mercado dos activos de risco proposto pela ERSE é 4%, situando-se no limiar inferior dos valores aceites para este parâmetro. Não sendo um valor inadmissível, face à evidência histórica do rendimento de carteiras de activos de risco, quando

o prémio é calculado por recurso à média geométrica desses mesmos rendimentos, está abaixo dos valores habitualmente recomendados para este parâmetro. Tanto mais quanto dificilmente reflecte o ambiente que se vive, actualmente, nos mercados financeiros, ambiente que poderá continuar a influenciar, significativamente, a valorização dos activos durante os próximos anos.

A REN propõe um prémio de risco de mercado de 5,05%, substanciando a sua proposta numa média aritmética de rendimentos históricos, que representa, adequadamente, o rendimento exigido, no passado, pelos investidores. Apesar de se situar 26% acima do valor usado pela ERSE, a proposta da REN fica, claramente, aquém de valores máximos possíveis para este parâmetro, quando são estimados com base em séries históricas e é, provavelmente, conservadora à luz da situação que se vive nos mercados financeiros. O valor proposto é, ainda, compatível com a prática dos analistas financeiros, como se pode verificar facilmente a partir de informação publicada.

O desacordo em matéria de política de financiamento entre a ERSE e a REN deveria ser passível de reconciliação por recurso a observação das condições de funcionamento dos mercados. Não é legítimo, na situação actual, antever um futuro em que a alavancagem se situe nos limites máximos da última década. É insensato não reflectir nos custos do financiamento o prémio de liquidez que se aplica, diariamente, ao preço a que os activos transaccionam – nos casos em que ocorrem, de facto, transacções³.

³ A experiência recente mostra que muitos preços anunciados não correspondem, de facto, a preços transaccionados e são, apenas, indicações sem materialidade.

Como foi anteriormente afirmado, a ERSE propõe um rácio Dívida / Capital Próprio de 1,5500 e um prémio de risco da dívida 0,70% acima da taxa do activo sem risco. Em contrapartida, a REN estima o rácio em 0,8868, assumindo um prémio de dívida comparável de 1,28%. Diz-se, na página 10, que não parece razoável tal divergência que implica que *“... uma mesma empresa possa duplicar o seu grau de endividamento e baixar o prémio da dívida ... em 0,52%”*. Sobretudo por estarmos, neste caso, perante matéria factual, que é possível validar usando dados objectivos de mercado.

A ERSE tem conhecimento factual do preço a que a EDP se financiou recentemente e das propostas de refinanciamento que a própria REN está a recolher. A ERSE não pode ignorar a realidade actual e usar, no próximo período regulatório, preços e condições de financiamento históricos, representativos de um mercado que já não existe.

As dificuldades de aceder ao mercado da dívida, nos próximos anos, são grandes e vão perdurar. As necessidades acumuladas, ao longo do último ano, pela banca mundial, demorarão, na melhor das hipóteses (assumindo rápida normalização de mercados) dois anos a resolver. Se nos recordarmos que as instituições financeiras têm, hoje, condições para ir ao mercado com o apoio de garantias soberanas, e que devemos acrescentar a este deficit de financiamento do sector financeiro as necessidades que se acumulam do sector não financeiro, será problemático, nos tempos mais próximos, o refinanciamento de muita da dívida existente e difícil conceber o aumento desse endividamento. Como se afirma na página 13, esta situação tem duas consequências evidentes para a estimativa do custo do capital da REN: *“... Primeiro, o prémio de risco da dívida subiu*

substancialmente, sem termos certezas sobre quanto tempo decorrerá até se assistir a uma normalização dos mercados, onde se possam efectuar operações em condições "históricas". Para além disso, quando a normalização dos mercados acontecer, é provável que o grau de endividamento historicamente admissível seja excessivo e se imponha moderação (o famoso "meltdown" é, na sua essência, um processo de desalavancagem a que poucas empresas ficarão imunes)."

Nestas condições de mercado, fazer estimativas de custo do capital com endividamento muito superior ao actual, a custos impossíveis de praticar, parece pouco razoável (a estimativa de endividamento apresentada pela ERSE é feita a valores contabilísticos e sobrestima, nas condições actuais, a verdadeira alavancagem da REN; deveria corresponder a objectivos de longo prazo estimados a valor de mercado).

Ninguém sabe quanto tempo poderá decorrer até se diluírem os efeitos da actual crise e a ERSE encontra-se, enquanto regulador, na mesma situação dos restantes agentes económicos, enfrentando a mesma dificuldade em antecipar eventos por natureza imprevisíveis, confrontada com uma realidade que mudou face ao período em que os estudos que suportam a sua proposta foram elaborados. O que parece consensual é que a realidade mudou muito, em muito pouco tempo, e que as consequências desta mudança vão perdurar durante, pelo menos, grande parte do próximo período regulatório. Como foi afirmado, "...A ERSE deverá ponderar da razoabilidade de assentar os parâmetros do próximo período regulatório no limite mínimo do prémio de risco do portfolio de activos de risco, numa alavancagem elevada das empresas reguladas e num prémio de

risco da dívida incompatível com condições de real funcionamento do mercado.”

A ERSE reconhece, abundantemente, que vivemos tempos de elevada turbulência nos mercados financeiros. O reflexo desse reconhecimento, na sua proposta, cria alguma perplexidade. A acomodação de choques impossíveis de antecipar é feita através da indexação da taxa de juro do activo sem risco.

Não é natural que a indexação proposta seja útil durante o próximo período regulatório, à luz do que se sabe hoje sobre a situação da economia. A proposta da ERSE, num cenário de recessão e inflação nula ou pior, quando combinada com a proposta que faz para os restantes parâmetros usados no cálculo do custo do capital da REN, pode conduzir a custos do capital totalmente desajustados da realidade. Se a ERSE é sensível à necessidade de acomodar flutuações relevantes e imprevisíveis, deve reconhecê-las em parâmetros que são, de facto, afectados pelo “*flight to safety*” a que assistimos e pela falta de liquidez do mercado: o prémio de risco de mercado e o prémio de risco da dívida.

Os valores propostos para os parâmetros a usar durante o período regulatório devem reflectir uma avaliação cuidada da realidade e da sua previsível evolução, evitando-se soluções extremas que criem dificuldades à empresa. A flexibilidade que a ERSE aceita incorporar em custos, neste período, deve ser orientada para as variáveis críticas, cuja previsibilidade, neste momento, está muito reduzida: os prémios de risco do mercado de activos de risco e da dívida.

Recorda-se (página 14 deste estudo) que “... *Erros na regulação pagam-se caro, na situação actual, com quebras de valorização*

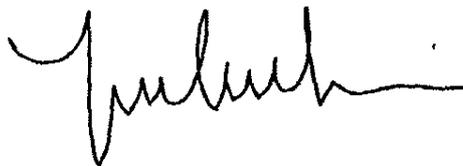
Anexo 3
p. 29

José Neves Adelino
*Professor Catedrático de Finanças da
Faculdade de Economia da
Universidade Nova de Lisboa*

substanciais, conseqüente agravamento da alavancagem das empresas, dificuldades de acesso ao mercado de capitais e uma espiral de degradação da estabilidade financeira que deverá ser evitada a todo o custo ...”, tanto mais quanto o apoio do Estado, a novas situações de dificuldade financeira, vai estar comprometido com as necessidades antecipáveis de outras indústrias e com as conseqüências previsíveis do abrandamento económico.

No contexto actual, é difícil reconhecer, na proposta da ERSE, uma fundamentação objectiva, compatível com a realidade que vivemos e a sustentabilidade das empresas reguladas. Em contrapartida, a proposta da REN parece equilibrada. Um custo de capital de 8,58% não é, em nada, excessivo, face às condições de funcionamento dos mercados financeiros que é possível antecipar para o próximo período regulatório.

Lisboa, 14 de Novembro de 2008



José Neves Adelino
*Professor catedrático de Finanças da
Faculdade de Economia
da Universidade Nova de Lisboa*

Quadro 1

Estimativas do custo de capital nominal, antes de impostos, apresentadas pela ERSE e pela REN

	Cálculo ERSE			Cálculo REN		
	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Min	Max		Min	Max	Média
Externos	Taxa de imposto	26,50%	26,50%		26,50%	26,50%
	Taxa de inflação	2,50%	2,50%		2,10%	2,10%
	Taxa de juro real do activo sem risco (L.P)	1,50%	2,00%		4,55%	4,55%
	Taxa de juro nominal sem risco	4,04%	4,55%		4,55%	4,55%
	Taxa de remuneração do mercado	5,00%	6,50%		4,90%	5,05%
	Prémio de risco de mercado	3,50%	4,50%		1,28%	1,28%
	Prémio de risco da dívida passada	0,50%	0,90%			
	Prémio de risco da dívida proposto	0,50%	0,90%			
	β da dívida	0,00	0,00			
	β do Capital Próprio do Grupo REN	0,67	0,67			
	β do Capital Próprio do Grupo REN ajustado (Blume/Bloomberg)	0,78	0,78			
	Valor da dívida	2,14	2,14			
	Valor de mercado do CP	1,93	1,93			
	Factor de alavancagem histórico do β do Grupo	1,81	1,81			
	Estrutura objectivo da relação Dívida / CP	155,00%	155,00%		88,68%	88,68%
Estrutura objectivo Dívida / (cp + Dívida)	60,78%	60,78%		47,00%	47,00%	
Cálculos finais	Factor de alavancagem do β da actividade regulada	2,14	2,14	1,65	1,65	1,65
	β dos activos Grupo REN	0,430	0,430	0,430	0,430	0,430
	β dos activos actividade regulada	0,420	0,430	0,425	0,425	0,425
	Custo do Capital Próprio da actividade regulada	0,898	0,920	0,702	0,702	0,702
	Custo da Dívida nominal depois de impostos	3,34%	4,01%	4,29%	4,29%	4,29%
	Custo da Dívida nominal antes de impostos	4,54%	5,45%	5,83%	5,83%	5,83%
	Custo do Capital Próprio nominal antes de impostos	9,77%	11,82%	10,87%	10,87%	11,01%
	Custo do Capital Próprio nominal depois de impostos	7,18%	8,69%	7,99%	7,99%	8,10%
	Custo do Capital Próprio real antes de impostos			8,59%	8,59%	8,73%
	Custo do Capital Próprio real depois de impostos	4,64%	6,14%	5,77%	5,77%	5,87%
	Custo do Capital nominal antes de impostos	6,59%	7,95%	7,56%	8,50%	8,65%
	Custo do Capital nominal depois de impostos	4,84%	5,84%	6,25%	6,25%	6,36%

Quadro 2

Análise ERSE – Efeitos de uma alteração nos pressupostos de prémio de mercado e política de financiamento

	Cálculo ERSE		Cálculo REN		Cálculo ERSE com alteração do prémio de mercado		Cálculo ERSE com alteração de dados de financiamento	
	Proposta	(2)	Média	(3)	(4)	(5)		
Taxa de imposto				26,50%		26,50%		26,50%
Taxa de inflação				2,10%		2,50%		2,50%
Taxa de juro real do activo sem risco (LFR)				1,75%		1,75%		1,75%
Taxa de juro nominal sem risco				4,55%		4,55%		4,55%
Taxa de remuneração do mercado				5,75%		5,75%		5,75%
Prémio de risco de mercado				5,05%		5,05%		5,05%
Prémio de risco da dívida passada				0,70%		0,70%		0,70%
Prémio de risco da dívida proposto				1,28%		0,70%		0,70%
β da dívida				0,00		0,00		0,00
β do Capital Próprio do Grupo REN				0,67		0,67		0,67
β do Capital Próprio do Grupo REN ajustado (Blume/Bloomberg)				0,78		0,78		0,78
Valor da dívida				2,14		2,14		2,14
Valor de mercado do CP				1,93		1,93		1,93
Factor de alavancagem histórico do β do Grupo				1,81		1,81		1,81
Estrutura objectivo da relação Dívida / CP				88,68%		155,00%		88,68%
Estrutura objectivo Dívida / (op + Dívida)				47,00%		60,78%		47,00%
Factor de alavancagem do β da actividade regulada				1,65		1,65		1,65
β dos activos Grupo REN				0,430		0,430		0,430
β dos activos actividade regulada				0,425		0,425		0,425
β do Capital Próprio da actividade regulada				0,702		0,909		0,702
Custo da Dívida nominal depois de impostos				4,28%		4,28%		4,28%
Custo da Dívida nominal antes de impostos				5,83%		5,25%		5,83%
Custo do Capital Próprio nominal depois de impostos				11,01%		12,44%		10,01%
Custo do Capital Próprio nominal antes de impostos				8,10%		9,14%		7,36%
Custo do Capital Próprio real depois de impostos				8,73%		8,73%		8,73%
Custo do Capital Próprio real antes de impostos				5,87%		6,34%		4,56%
Custo do Capital nominal antes de impostos				7,56%		8,07%		8,05%
Custo do Capital nominal depois de impostos				6,30%		3,56%		3,90%
Porcentagem de diferença explicada								47,8%
Efeitos acumulados								97,6%
Efeitos combinados (inclui interação)								100%

Anexo 3
 fls 26

Declaração de voto dos representantes da EDP Distribuição

ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009-2011”

.....

A) Os representantes da EDP Distribuição votam favoravelmente todos os pontos do Parecer à excepção do ponto II/A – Custo de Capital, relativamente ao qual votam contra, não só pelas razões de âmbito mais genérico já expostas na declaração de voto conjunta dos representantes das empresas reguladas, mas também pelas razões específicas que a seguir são expostas.

Custo de Capital

Em relação à proposta apresentada pela ERSE, temos uma opinião discordante relativamente ao prémio de risco de mercado, já mencionada, e, ao rácio de endividamento e prémio de risco da dívida pelas razões seguintes:

Rácio de endividamento e prémio de risco da dívida

A ERSE, embora reconheça que “(...) a maioria dos trabalhos empíricos apresentam uma relação positiva entre as condicionantes estruturais da indústria e o seu nível de endividamento.”, acaba por não utilizar este princípio na proposta, enveredando pelos valores contabilísticos dos balanços das empresas do ano de 2007.

Sendo a estrutura de financiamento da média do sector tida como a mais eficiente, entende-se que o método mais correcto a adoptar deve basear-se na média das empresas comparáveis.

De forma a manter a consistência, o prémio de risco da dívida deveria ter sido calculado também com a mesma metodologia, evitando-se a subjectividade do método aplicado pela ERSE.

Declaração de voto dos representantes da EDP Distribuição

ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009-2011"

.....
Dada a integração dos mercados financeiros mundiais, deve utilizar-se comparáveis internacionais, valorizados a preços de mercado.

Na actual situação de turbulência dos mercados financeiros, tem-se verificado uma significativa subida do prémio de risco da dívida, devido, nomeadamente, a dificuldades de liquidez no sistema financeiro.

Neste sentido, recomenda-se que a ERSE reveja em alta o prémio de risco da dívida, adequando-o à actual situação dos mercados financeiros.

Em suma, estes são os fundamentos em que a EDP Distribuição se baseia para votar contra o ponto II/A do Parecer do CT.

Entendemos assim que a ERSE deveria rever em alta o valor do custo de capital de 8,55% para 9,72%, em consonância com a proposta oportunamente apresentada pela EDP Distribuição e pela EDP Serviço Universal, na qual se justifica que este valor deve ainda ser majorado com uma margem que reflecta os riscos específicos de cada uma destas empresas.

Declaração de voto dos representantes da EDP Distribuição

ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009-2011”

.....
B) Com vista a reforçar o seu voto favorável ao ponto II/B, os representantes da EDP Distribuição vêm complementar os argumentos constantes do número 3.

Proveitos permitidos

EDP Distribuição

Na definição da base de custo regulatória para o próximo período 2009-2011, a ERSE, tal como decidiu para a DEE em 2006, deve considerar a base que melhor retrata a realidade dos custos da empresa, adoptando as projecções por esta já apresentadas, evitando assim a criação ex-ante de um gap significativo que amplifica a exigência de eficiência imposta à empresa.

A não consideração das projecções da empresa como uma boa base de partida para a ERSE traçar os objectivos de eficiência, traduz, para o ano de 2009, uma perda de proveitos de 57 Milhões de euros, à qual acresce 48 Milhões de euros de perda, como consequência da interpretação dada pela ERSE ao estabelecido na Lei nº 12/2008.

A situação acima referida tem tido impacto significativo na rentabilidade da empresa ao longo do tempo, o que demonstra que as metas traçadas não são atingíveis.

EDP Serviço Universal

No que se refere à determinação das componentes fixa e variável dos proveitos permitidos da empresa, a ERSE propõe uma repartição 20%/80%, que não retrata a verdadeira natureza dos custos em causa.

Declaração de voto dos representantes da EDP Distribuição

ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009-2011”

.....

Assim, aproveita-se a oportunidade para reiterar a posição anteriormente defendida de que, para além dos custos dos sistemas informáticos, também a estrutura comercial necessária ao cumprimento pela empresa das obrigações de serviço universal deve ser considerada como custo fixo, independentemente do número de clientes que, em cada momento, integre o mercado regulado.

Para 2010 e 2011, a adopção de uma base de custos variável em 80% poderá ser uma situação muito gravosa para a empresa, caso se verifique níveis de switching significativamente acima do actualmente previsto na Proposta.

Em conclusão, a ERSE ao reconhecer custos sistematicamente inferiores aos reais cria um gap anual significativo que não permite às empresas atingir nem sequer a taxa de remuneração regulatória que, já por si, se encontra sub avaliada, penalizando deste modo a EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal.

C – Referências que ultrapassam a competência do CT

Por último, e à semelhança da declaração de voto dos representantes da EDP Distribuição de 15 de Novembro de 2006, alerta-se para o facto de o Parecer conter alguns comentários que ultrapassam as competências próprias do CT, nomeadamente interferindo com matérias de âmbito legislativo, pelo que se devia evitar este tipo de considerações em Pareceres futuros.

Chauz para sempre Maria Ruchi
Artur Alberto Lourenço Botelho

Declaração de voto do representante da EEM ao parecer do Conselho de Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009-2011"

A EEM vota favoravelmente todos os pontos do parecer do CT, com excepção do ponto: "II/A – CUSTO DE CAPITAL", relativamente ao qual a Empresa vota contra, pelas razões de âmbito mais genérico já expostas na declaração de voto conjunta dos representantes das empresas reguladas.

A EEM considera ainda importante, por razões mais específicas, que se apresentam fundamentais para um sustentado enquadramento económico e financeiro da Empresa, tecer os seguintes comentários à Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 apresentada pela ERSE.

Assim:

1 Remuneração de imobilizado – Custo de Capital

No que se refere ao custo de capital e às taxas de remuneração de imobilizado propostas pela ERSE, a EEM, apesar de concordar com a metodologia adoptada (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*), considera que a aplicação desta metodologia deveria considerar os efeitos abaixo apresentados.

- Prémio de Risco de Mercado (*Market Risk Premium*): A ERSE propõe um prémio de risco 3,5% a 4,5%, voltando a adoptar determinados critérios e referências subjectivas, quando deveria ser opção a escolha de uma fonte independente, como por exemplo o *Damodaran* (uma das principais fontes independentes, internacionais, a que recorrem os principais bancos de investimento nacionais e internacionais, quando pretendem quantificar o prémio de risco de mercado e que a própria ERSE cita quando se refere ao prémio de risco internacional), o qual quantifica em 5,54% o referido prémio de risco de mercado;
- No cálculo do WACC, é utilizado pela ERSE um rácio de alavancagem financeira (*Debt to Equity ratio*) que foi determinado tendo por base os actuais valores de endividamento das empresas, nomeadamente EDP e REN. Este rácio deve considerar uma estrutura objectivo de Capital e não a estrutura actual de uma determinada empresa. Assim, é nosso entendimento que a melhor estimativa para uma estrutura de capital objectivo será a média das empresas comparáveis a operar em mercado semelhantes;
- Para a determinação do Beta da actividade de Distribuição, a ERSE tomou por base o beta da EDP, aplicando posteriormente um conjunto de critérios subjectivos para a determinação do Beta da actividade de Distribuição. No nosso entendimento, uma vez mais deveria ter sido considerada uma amostra significativa de empresas comparáveis, que evitaria critérios de subjectividade e conseqüente imprecisão nos resultados obtidos;
- Na fixação do Custo da dívida de longo prazo a EEM entende que a ERSE considerou spreads entre os 0,5% e o 1% para todas as actividades. Estes valores, são no nosso entendimento demasiado conservadores, não reflectindo de todo a actual realidade do sistema financeiro e das empresas reguladas. Apesar de a EEM ter actualmente linhas de crédito com spreads dentro desse intervalo, actualmente é de todo e objectivamente impossível a empresa obter novos financiamentos com spreads inferiores a 2%.

Acresce ainda o facto de a ERSE até à data ainda não ter efectuado uma análise do custo de capital para as empresas insulares que, como é reconhecido pela ERSE, apresentam determinadas características e especificidades que têm de ser levadas em consideração, como sejam:

- ✓ a dimensão física e quantitativa do mercado que condiciona o crescimento do negócio e por consequência o nível de retorno dos capitais investidos;
- ✓ a limitação de liquidez, no sentido da dificuldade em transaccionar partes de capital de pequenas empresas, em mercados de reduzida dimensão que não se encontram cotadas, levando a que os investidores exijam uma majoração na taxa de retorno dos seus investimentos.

Declaração de voto do representante da EEM ao parecer do Conselho de Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o Período de Regulação 2009-2011"

Por outro lado, entendemos que a ERSE continua sem tomar em consideração as diferentes actividades exercidas pelas empresas reguladas, mais concretamente o facto da actividade de AGS nas ilhas incorporar a Produção de Electricidade, ao contrário do Continente, onde esta actividade apenas engloba a aquisição de energia e gestão do sistema. É nosso entendimento que o prémio de risco associado à actividade de Produção é obviamente superior ao risco inerente à actividade de AGS desenvolvida no Continente, a qual não inclui o risco e a remuneração dos investimentos da Produção.

A EEM é uma empresa verticalizada, onde se incluem as diferentes actividades de Produção, Aquisição de Energia, Gestão do Sistema, Transporte, Distribuição e Comercialização. Na verdade, este facto é, por si só, penalizador para a EEM. Com efeito, o facto de não existir uma "EEM Produção" e de um CAE com a "EEM Aquisição e Gestão do Sistema", onde estivessem estabelecidos e fixados os termos de cálculo do preço de venda, designadamente a remuneração dos investimentos, vem agora penalizar retroactivamente a EEM, ao contrário das situações em que os referidos CAE's foram estabelecidos anterior e/ou atempadamente.

Neste enquadramento, em que se constata que existe um risco acrescido tanto de crédito como de retorno dos capitais investidos nas empresas reguladas, a EEM solicita que a ERSE tome em devida consideração o acima exposto e, conseqüentemente, reveja as taxas de remuneração propostas.

Adicionalmente, anexamos um estudo sobre o custo do capital solicitado à KPMG o qual, à semelhança de outros estudos realizados por entidades independentes e de indiscutível competência, confirma que há uma significativa subavaliação das taxas de remuneração dos activos proposta pela ERSE.

Da análise destes estudos, resulta claro que a taxa de remuneração para a EEM e para as restantes empresas reguladas, nunca deveria estar abaixo dos 9,7%.

2 Eficiência sobre os Custos Controláveis da EEM

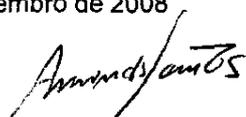
A ERSE exige à EEM um eficiência de cerca de 10% sobre os custos controláveis (líquidos de prestação de serviços e antes de direitos de passagem), o que representa um significativo agravamento da diferença entre os custos reais da empresa e os custos regulados, comprometendo deste modo o equilíbrio económico-financeiro da EEM.

A EEM entende que se é importante não passar ineficiências para os consumidores também é fundamental assegurar a viabilidade económica e financeira das empresas reguladas, sugerindo, por isso, a elaboração de planos objectivos de eficiência para cada uma das actividades reguladas, que possam ser implementados gradual e progressivamente, no sentido de aportar uma maior qualidade de serviço aos clientes e justo valor às empresas.

3 Direitos de Passagem

De acordo com a interpretação da ERSE, os custos associados aos direitos de passagem devem ser exclusivamente suportados pelos consumidores da Região Autónoma da Madeira. Atendendo às implicações económicas e sociais que esta interpretação acarretaria, bem como ao problema da dupla tributação que estaria implícito nas tarifas a praticar na RAM, a EEM solicitou à ERSE que os referidos custos não fossem exclusivamente repercutidos na tarifas de energia eléctrica da RAM para 2009, tendo também solicitado autorização para continuar a reunir com o departamento jurídico da ERSE no sentido de procurar encontrar uma solução consensual para esta problemática que muito preocupa a EEM.

Lisboa, 17 de Novembro de 2008





Retorno do Capital Investido

Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.

Novembro 2008

Advisory

Disclaimer

Este documento não poderá ser divulgado, comentado ou copiado, no todo ou em parte, sem o nosso prévio consentimento por escrito. Qualquer divulgação para além da permitida poderá prejudicar os interesses comerciais da KPMG. A KPMG detém a propriedade deste documento, incluindo a propriedade do copyright e todos os outros direitos de propriedade intelectual.

Augusto 5
2004



Índice

- Metodologia
- Resultados Obtidos
- Conclusões
- Anexos
 - Empresas Comparáveis

Anexo 5
p. 5



Introdução

A KPMG, através da sua divisão de *Corporate Finance*, foi contratada pela Empresa de Electricidade da Madeira, S.A. ("EEM") a realizar um trabalho de análise de custo de capital para as actividades de Produção, Transporte, Distribuição e Comercialização de Energia Eléctrica. No âmbito da sua actividade regulada, a EEM opera estas actividades na Região Autónoma da Madeira, sendo a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos ("ERSE") a entidade que regula a nível nacional o sector.

Dentro dos parâmetros de regulação, a EEM, à semelhança dos outros operadores nacionais do sector é remunerada através de uma metodologia de custos operacionais aceites e uma remuneração do imobilizado líquido afecto a cada uma dessas actividades. A base de aceitação dos custos operacionais da Empresa, bem como a definição da sua taxa de remuneração é definida pela ERSE.

Neste âmbito, para a definição da taxa de remuneração, a ERSE baseia-se na metodologia WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), utilizando diversas bases de informação para a determinação de cada uma das variáveis desta metodologia.

O trabalho realizado pela KPMG incide numa análise de rentabilidade de mercado para empresas comparáveis com a EEM, e que deveria servir como base para a determinação da taxa de remuneração da Empresa. No trabalho apresentado neste documento, a KPMG baseou-se em informação pública disponível, bem como nas metodologias geralmente aplicadas pela KPMG e outras entidades semelhantes na determinação do Custo de Capital das Empresas/Negócios.

Nos capítulos seguintes, são apresentados os resultados da aplicação da metodologia WACC, bem como as principais conclusões relativamente ao impacto das mesmas na EEM.

- Introdução
- Resultados Obtidos
- Conclusões
- Anexos
 - Empresas Comparáveis

Anexos
pés 7

Metodologia

A taxa de remuneração de uma empresa deverá ser definida de forma a atrair os fundos necessários para a execução de um investimento. Assim sendo, o custo de capital de uma empresa, deverá ser suficientemente atractivo de modo a captar fundos, próprios e alheios, para o normal desenvolvimento das suas actividades.

Deste modo, o custo de capital deverá reflectir a taxa de retorno exigida por um investidor de capital, quer seja um investidor privado, quer seja uma instituição financeira.

De acordo com as melhores práticas de mercado, a determinação do Custo de Capital de uma empresa é feita com base na metodologia WACC, a qual deverá considerar a remuneração esperada do mercado para uma empresa ou actividade semelhante, devidamente ponderada pela percentagem de capitais próprios e alheios afectos.

No caso específico da EEM, e dado que se trata de uma empresa verticalizada, isto é, incorpora as actividades de Produção, Transporte, Distribuição e Comercialização, as variáveis de determinação do WACC foram seleccionadas tendo em consideração empresas comparáveis na Europa, com actividades integradas.

Assim a metodologia WACC calculada para a EEM foi calculada da seguinte forma:

$$\text{WACC} = K_e * (E/(D + E)) + K_d * (1-T) * (D/(D + E))$$

Metodologia

Contudo, a taxa WACC apresentada, é uma taxa de retorno após imposto, logo, e dado que a taxa de remuneração aplicada à EEM é uma taxa antes de imposto (dado que os resultados gerados pela mesma são sujeitos a IRC) foi determinada uma taxa WACC da seguinte forma:

$$\text{WACC Pre-Tax} = \frac{[(K_e/(1-T)) * (E/(D + E))] + [K_d * (D/(D + E))]}{1}$$

onde:

KE	=	custo dos capitais próprios
E	=	capitais próprios a valores de mercado
KD	=	custo da dívida
D	=	dívida a valores de mercado
T	=	taxa de imposto

O custo dos capitais próprios resulta da utilização do *Capital Asset Pricing Model* ("CAPM"), onde:

KE	=	$R_f + \beta * (R_m - R_f) + \alpha$
Rf	=	taxa de juro sem risco
Rm	=	taxa de retorno esperado de mercado
(Rm - Rf)	=	prémio de risco, o que o mercado remunera acima da taxa de juro sem risco
β	=	o factor beta representa o risco sistemático de um activo em particular em relação ao risco de mercado
α	=	o factor alpha representa o risco específico de um activo em particular

Metodologia

Custo dos Capitais Próprios

Taxa de juro sem risco

A maturidade da taxa de juro sem risco, deverá ser o mais aproximada possível da prazo de vida útil dos activos a analisar. No caso específico da EEM, como empresa Prestadora de um Serviço Público sem prazo definido, e cujos activos têm uma vida útil superior a 30 anos, a maturidade dos títulos de Dívida Pública Portuguesa mais apropriada será a de 10 anos, uma vez que não existem actualmente amostras suficientemente representativas sobre títulos de Dívida Pública Portuguesa com maturidades superiores.

A taxa nominal sem risco deriva da rentabilidade dos títulos de Dívida Pública Portuguesa de longo prazo (10 anos) a qual à data de realização do presente documento era de cerca de 4,57% (Fonte: BPI/Reuters).

Prémio de risco de mercado

Um prémio de risco de 5,54% (Rm-Rf) é considerado apropriado pela KPMG de acordo com o clima de investimento em Portugal a esta data (Fonte: Damodaran).

De salientar que o prémio de risco acima referido tem em consideração a média geométrica de rentabilidade do mercado dos Estados Unidos da América de (1928 a 2008) com o *spread* adicional atribuído ao mercado português calculado com base no diferencial de *Rating* da República Portuguesa face aos EUA.

No nosso entendimento, o prémio de risco apresentado, para além de ser utilizado por grande parte dos Bancos de Investimento, bem como investidores privados, resulta de uma análise de rentabilidade do mercado mais maduro do mundo, para o qual existe a maior amostra possível.

Metodologia

Beta

Para determinar o factor beta apropriado foi tido em conta o beta não alavancado específico para o sector de actividade em que a EEM se insere, tendo para tal sido seleccionadas um conjunto vasto de empresas Europeias cotadas que desenvolvem as diversas actividades do sector, e que apresentamos em anexo. Assim, obteve-se um intervalo de betas de activos entre os 0,63 e os 0,67.

Posteriormente este beta é re-alavancado com a estrutura óptima de capitais das Empresas. Aqui, uma vez mais, para a determinação do nível de endividamento óptimo, foi considerado como *Target Gearing* o *Gearing* médio de mercado.

Com base nas características específicas da EEM e das actividades em que opera, assumimos uma estrutura óptima de capital que se traduz num rácio de Dívida/Capital Próprio) entre os 26,9% e os 28,9% (Fonte: *Damodaran e Bloomberg*), a qual para os propósitos da nossa análise, resulta em betas re-alavancados situados entre 0,81 e 0,88.

Alpha factor

Existem diversos aspectos associados às empresas que levam à consideração de um prémio de risco específico (alpha factor) que deverá ser acrescido à taxa de desconto dos capitais próprios.

No caso específico da EEM, este factor ainda se assume com maior relevância devido à pequena dimensão da Empresa e à limitação de crescimento da sua actividade por razões geográficas, face às suas comparáveis. Assim, um factor Alfa que entre de 1% e 2% é considerado apropriado de acordo com as características da EEM.

Conclusão

Aplicando os factores anteriormente descritos no modelo CAPM, o custo do capital próprio apurado varia, entre 10,1% e 11,5%, sendo que o Custo de Capital Próprio antes de Imposto varia entre 12,9% e 14,7%.

Metodologia

Custo dos capitais alheios

Para o cálculo do custo de dívida foram considerados os seguintes pressupostos:

- Taxa de juro de referência de 4,57%, igual à taxa de juro sem risco;
- um *spread* de um financiamento bancário apropriado à empresa de 1,0%. Contudo, dada a actual situação financeira dos mercados mundiais, é actualmente bastante difícil a qualquer empresa obter financiamentos com *spreads* de 1%. Assim, foi considerado para efeitos da presente análise uma sensibilidade com um *spread* adicional de 50 *basis points*.
- Assim, o custo total da dívida líquida antes de imposto considerado varia entre os 5,57% e os 6,07%.

Índice

- Introdução
- Metodologia
- Conclusões
- Anexos
 - Empresas Comparáveis



Anexos
p.13

Resultados Obtidos

Assim, e de acordo com a Metodologia anteriormente apresentada, apurámos o seguinte intervalo de Taxa de Retorno para a EEM:

WACC	Min	Max
Custo Capital Próprio		
Gearing (Debt/(Debt+Equity))	27%	29%
D/E	0,37	0,41
Taxa de Imposto	22,0%	22,0%
Unleverage Beta	0,63	0,67
Releverage Beta	0,81	0,88
OT's 10 anos	4,57%	4,57%
Prémio de Risco	5,54%	5,54%
Factor Alfa	9,1%	9,5%
Custo de Capital de Próprio	1,00%	2,00%
Custo de Capital de Próprio Antes Impostos	10,1%	11,5%
	12,9%	14,7%
Custo de Dívida		
Spread Dívida Financeira	1,00%	1,50%
Taxa Base	4,57%	4,57%
Custo de Dívida (pre-tax)	5,57%	6,07%
WACC EEM (pre-tax)	10,93%	12,20%

Atualizado
14

Resultados Obtidos

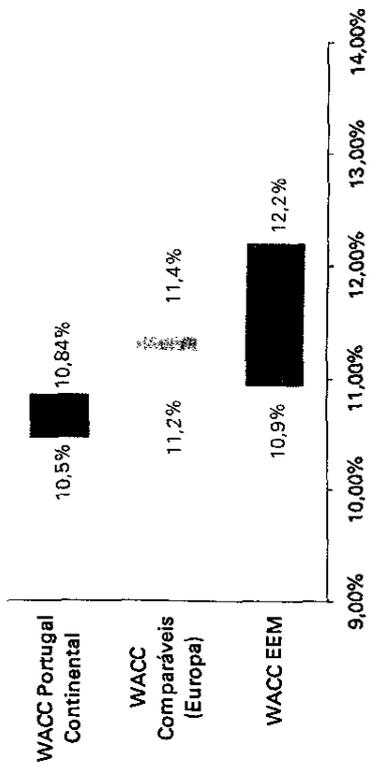
Se não for considerado o efeito da dimensão da EEM, bem como uma empresa com as mesmas actividades a operar em Portugal Continental, obteríamos os seguintes resultados:

WACC	Min	Max
Custo Capital Próprio		
Gearing (Debt/(Debt+Equity))	27%	29%
D/E	0,37	0,41
Taxa de Imposto	26,5%	26,5%
Unleverage Beta	0,63	0,67
Releverage Beta	0,80	0,87
OT's 10 anos	4,57%	4,57%
Prémio de Risco	5,54%	5,54%
Factor Alfa	9,0%	9,4%
Custo de Capital de Próprio	0,00%	0,00%
Custo de Capital de Próprio Antes Impostos	9,0%	9,4%
	12,3%	12,8%
Custo de Dívida		
Spread Dívida Financeira	1,00%	1,50%
Taxa Base	4,57%	4,57%
Custo de Dívida (pre-tax)	5,57%	6,07%
WACC (pre-tax)	10,45%	10,84%

Ame 10 5
fev 15

Resultados Obtidos

Adicionalmente, e de como cross-check dos resultados obtidos, foi realizada uma análise das taxas WACC Pre-Tax das empresas comparáveis da EEM, cujo detalhe das mesmas é apresentado em anexo, tendo-se obtido os seguintes resultados:



Anexo 105
pág 16

Índice

- Introdução
- Metodologia
- Resultados Obtidos
- Anexos
 - Empresas Comparáveis



Anexo 5
p. 17

Conclusões

De acordo com os resultados anteriormente apresentados, podemos concluir que uma taxa de retorno (antes de imposto) apropriada para a EEM se situa num intervalo de **10,9% a 12,2%**.

Acresce ainda salientar o facto, de a taxa de retorno apurada, e como base nas empresas comparáveis, reflecte não só o retorno expectável dos activos fixos da empresa, incluindo imobilizado em curso, como também as necessidades de fundo de maneiço que as empresas exigem. Isto é, a estrutura de financiamento das empresas considera a totalidade das necessidades de financiamento das empresas.

- Introdução
- Metodologia
- Resultados Obtidos
- Conclusões

– Empresas Comparáveis

Anexo 1 – Empresas Comparáveis

Nome	WACC pre-tax	WACC	Ke	Kd	E/(E+D)	D/(E+D)	D/E	Beta	Tax Rate	Unl Beta
AGA SPA	13,0%	9,6%	11,4%	5,9%	67,52%	32,48%	48,10%	1,09	25,9%	0,81
ACEA SPA	13,6%	7,9%	11,7%	3,5%	54,40%	45,60%	125,48%	1,12	41,5%	0,75
ACEGAS-APS SPA	11,4%	5,6%	9,1%	2,8%	44,95%	55,05%	16,76%	0,87	51,1%	0,54
AARE-TESSIN-REG	10,6%	8,6%	9,5%	2,9%	85,63%	14,37%	3,06%	0,49	19,1%	0,43
AHEL HOLDING AG	9,2%	7,4%	8,5%	2,6%	81,26%	18,76%	3,08%	0,46	19,9%	0,39
BKW FMB ENERGIE	9,2%	7,2%	7,3%	3,1%	97,03%	2,97%	31,06%	0,76	22,0%	0,75
ENBW ENERGIE BAD	8,0%	7,5%	8,4%	4,8%	75,06%	24,94%	33,23%	0,16	6,2%	0,12
EDF	11,4%	9,5%	12,0%	3,4%	70,53%	29,47%	16,04%	1,12	16,6%	0,83
ENERGIEDIENS-REG	10,5%	7,7%	8,4%	2,9%	86,18%	13,82%	41,02%	0,89	1,6%	0,63
EDISON SPA	9,4%	9,2%	11,2%	4,4%	70,91%	29,09%	109,38%	1,38	20,5%	0,74
ENERGIAS DE PORTUGAL	10,6%	8,4%	12,1%	5,1%	47,76%	52,24%	36,44%	0,69	20,7%	0,54
ELEKTRIZ LAUBER	7,9%	8,2%	7,4%	3,0%	73,29%	26,71%	63,87%	0,73	21,0%	0,49
ENDESA	10,5%	8,3%	10,7%	4,9%	61,10%	38,90%	3,64%	0,22	28,0%	0,23
ELVERKET VALLENT	9,8%	7,1%	7,2%	3,1%	96,49%	3,51%	163,50%	0,93	40,0%	0,47
ENEL SPA	12,3%	7,4%	11,8%	4,7%	37,95%	62,05%	24,13%	0,88	14,8%	0,77
ELECNOR	11,7%	9,9%	11,9%	3,7%	75,87%	24,13%	40,25%	1,54	0,0%	1,10
E.ON AG	10,3%	10,3%	12,6%	4,5%	71,30%	28,70%	37,74%	0,92	9,9%	0,69
EVN AG	8,9%	8,1%	8,9%	5,8%	72,60%	27,40%	36,78%	1,39	21,2%	1,08
FORTUM OYJ	13,1%	10,3%	12,3%	4,9%	73,11%	26,89%	61,94%	0,75	44,1%	0,56
HERA SPA	16,8%	9,4%	12,2%	4,8%	61,75%	38,25%	58,03%	1,07	5,9%	0,69
HAFSLUND ASAA	12,1%	11,4%	14,6%	5,9%	83,28%	16,72%	3,51%	0,53	19,4%	0,52
HAFSLUND ASAB	12,3%	11,6%	14,9%	5,9%	83,28%	16,72%	3,51%	0,53	19,4%	0,52
ROMANDE ENEBR	9,7%	7,8%	8,0%	3,4%	96,61%	3,39%	79,79%	1,68	29,1%	1,07
IBERDROLA SA	13,8%	9,8%	13,5%	5,1%	55,82%	44,18%	85,49%	1,62	23,8%	0,98
INTL POWER PLC	12,8%	9,8%	12,3%	6,9%	53,91%	46,09%	107,47%	0,77	43,5%	0,48
IRIDE SPA	12,9%	7,3%	11,1%	3,7%	99,67%	0,33%	0,33%	0,04	18,5%	0,04
JERSEY ELECA	8,7%	7,1%	7,1%	0,0%	99,27%	0,73%	0,74%	0,02	6,6%	0,02
LECHELEKTRIZ	8,3%	7,8%	7,8%	3,3%	99,15%	0,85%	0,86%	1,04	0,0%	1,03
VELCAN ENERGY	11,8%	11,8%	11,9%	4,7%	99,15%	0,85%	0,86%	1,04	0,0%	1,03
MWV ENERGIE AG	8,4%	7,7%	10,0%	3,8%	62,59%	37,41%	59,77%	0,59	9,0%	0,38
PUBLIC POWER COR	13,1%	6,9%	10,4%	2,6%	55,52%	44,48%	80,12%	0,91	47,4%	0,64
RAETHA ENERGIE BR	10,1%	8,8%	7,4%	3,4%	83,69%	16,41%	19,63%	0,56	33,1%	0,50
RAETHA ENERGIE LP	7,6%	5,1%	6,3%	1,6%	72,99%	27,01%	37,01%	0,35	33,1%	0,28
RWE AG	12,8%	9,4%	11,2%	3,3%	76,99%	23,01%	29,89%	1,08	26,9%	0,89
SCOTTISH & SOUTH	14,3%	10,2%	12,0%	4,7%	75,70%	24,30%	32,10%	0,96	28,8%	0,78
SUEZ SA	13,3%	11,2%	14,0%	4,4%	70,47%	29,53%	41,90%	1,71	16,3%	1,27
SUEZ SA	12,1%	10,1%	12,3%	4,2%	73,30%	26,70%	36,43%	1,75	16,3%	1,34
UNION FENOSA	12,7%	8,6%	10,8%	3,4%	70,45%	29,55%	41,94%	1,45	32,5%	1,13
OEST ELEKTRIZA	11,9%	9,3%	10,3%	4,6%	82,32%	17,68%	21,48%	0,89	22,6%	0,76
VATTENFALL EURO P	15,0%	11,4%	12,4%	3,9%	88,49%	11,51%	13,01%	0,19	24,1%	0,17
ZEAG ENERGIE AG	8,6%	8,6%	8,6%	3,6%	99,84%	0,16%	0,16%	0,10	0,0%	0,10
Average	11,2%	8,7%	10,5%	4,0%	73,1%	26,9%	44,5%	0,86	21,8%	0,63
Median	11,4%	8,6%	11,1%	3,8%	73,0%	27,0%	37,0%	0,89	21,0%	0,64
Max	16,8%	11,8%	14,9%	6,9%	99,8%	62,1%	163,5%	1,76	51,1%	1,34
Min	7,6%	5,1%	6,3%	0,0%	38,0%	0,2%	0,2%	0,02	0,0%	0,02

Fonte: Bloomberg



© 2008 KPMG LLP - Consultores de Negócios, S.A., a firma portuguesa membro da rede KPMG, composta por firmas independentes afiliadas da KPMG Internacional, uma cooperativa suíça. Todos os direitos reservados. Impresso em Portugal. A KPMG e o logótipo da KPMG são marcas registadas da KPMG Internacional.

Anexo 5
p. 20

ANEXO IV
**COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E
PREÇOS DE ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009 E PARÂMETROS
PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011”**

I. GENERALIDADE

O parecer do Conselho Tarifário (CT) à “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2009 e Parâmetros para o período de regulação 2009-2011” integra aspectos de grande relevância para o sector eléctrico, que reflectem uma visão integrada dos interesses dos vários agentes do sector, nomeadamente, consumidores e empresas.

Este parecer do CT, à semelhança dos pareceres relativos às propostas de anos anteriores, permite robustecer a proposta apresentada, tendo merecido a melhor atenção da ERSE.

Eventuais melhorias no enquadramento legal do sector eléctrico ultrapassam a competência do regulador. No entanto, dentro das suas competências, a ERSE tem enviado contributos técnicos no sentido de participar construtivamente no processo de alteração da legislação, sempre que tal é solicitado pelas autoridades competentes. Refira-se a título de exemplo as seguintes contribuições:

- Proposta de legislação, acordada com a CNE, referente à garantia de abastecimento no Mibel;
- Proposta de legislação referente ao regime de contratação de interruptibilidade no Mibel no quadro do acordo estabelecido entre os Governos de Portugal e de Espanha em 8 de Março de 2008;
- Proposta de uma nova metodologia de cálculo das rendas de concessão em BT;
- Processo de consulta pública, em conjunto com a CNE, sobre harmonização tarifária no MIBEL, que se encontra em fase de análise dos comentários recebidos.
- Proposta harmonizada de figura de Operador Dominante.

Regista-se com agrado que a ERSE e o CT partilham a mesma posição em relação a matérias, como a adequação dos períodos horários e a extinção de tarifas dependentes do uso.

No que concerne a tarifa social a ERSE irá efectuar uma reflexão sobre esta matéria no decorrer do ano de 2009, de acordo com o referido no ponto II/G.

As regras aplicáveis aos PPDA no período de regulação 2006-2008 admitem a possibilidade de reafecção de custos entre acções e entre anos do período de regulação. A aprovação destas reafecções de custos é efectuada pela ERSE nos termos estabelecidos no artigo 106.º do Regulamento Tarifário aprovado através do Despacho n.º 18 993-A/2007, de 31 de Agosto.

Na análise dos pedidos de reafecção de custos, a ERSE teve em conta as razões apresentadas pelas empresas e o impacte que tais reafecções poderiam ter a nível tarifário. Na generalidade das situações, os pedidos de reafecção podem ser imputados a dificuldades de planeamento da execução das acções na data de apresentação do PPDA.

Com a aprovação das novas regras aplicáveis aos PPDA para vigorarem no próximo período de regulação (2009-2011), aprovadas através do Despacho n.º 22 282/2008, de 28 de Agosto, a reafecção de custos entre medidas deixa de ser possível e a reafecção entre anos é limitada a valores estabelecidos no seu artigo 20.º.

I/A - PRESSUPOSTOS DA PROPOSTA

A previsão de consumos foi elaborada com base nas previsões enviadas pelas empresas e na informação disponível até Setembro.

O valor do consumo referido à emissão considerado pela ERSE para o ano de 2009 reflecte um acréscimo face ao real de 2007 de cerca de 2,4% ao ano, significando que após o abrandamento verificado em 2002, e os acréscimos superiores a 5% ao ano nos anos seguintes, o crescimento do consumo apresentará de novo nos próximos anos taxas de crescimento mais moderadas.

Ao nível dos fornecimentos a clientes finais aceitou-se a previsão da EDP Distribuição por nível de tensão. Pressupõe-se que as previsões enviadas pelas empresas incluem a influência de medidas de carácter ambiental e de promoção de eficiência energética dado que as mesmas são do conhecimento público e algumas delas da iniciativa da própria empresa.

A previsão de clientes no mercado livre teve em conta as tarifas a vigorar em 2009, prevendo-se uma maior saída dos clientes de MAT, AT e MT para o mercado livre, relativamente à proposta enviada pelas empresas.

I/B – AVOLUMAR DO DÉFICE TARIFÁRIO

A ERSE reitera que a decisão de afectar uma parte do montante do valor respeitante ao equilíbrio económico-financeiro, a pagar pelos respectivos titulares dos centros electroprodutores pela transmissão dos direitos de utilização dos recursos hídricos, calculado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio, na amortização integral do saldo dos défices tarifários devidos à REN acumulados a 31 de Dezembro de 2007, é da competência do Governo, através do Ministério da Economia e da Inovação.

Do mesmo modo, a extinção do restante défice tarifário por afectação do remanescente daquele montante pago pelos titulares dos centros electroprodutores pela transmissão dos direitos de utilização dos recursos hídricos, compete igualmente ao Ministro da Economia e da Inovação.

Importa clarificar que as tarifas previstas para 2009 não contemplam qualquer défice tarifário em relação aos custos estabelecidos para esse ano nas várias actividades reguladas.

Com efeito, contrariamente ao que se verificou em 2006 e em 2007, onde houve uma limitação das variações das tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF), imposta pela legislação em vigor na altura, as TVCF em 2009 reflectem a totalidade dos custos das actividades reguladas.

Da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, resulta que o desvio de custos relativos à aquisição de energia dos clientes do CUR, verificado em 2007 e estimado para 2008, seja recuperado não em 2009 e 2010 como inicialmente previsto, mas sim no período 2010 a 2025. O desvio ocorrido em 2008 apresenta características claramente excepcionais, justificando assim o tratamento previsto para estes casos no referido diploma sobre a estabilidade tarifária. As situações de desvios excepcionais, positivos ou negativos, merecem um tratamento excepcional, não devendo esses desvios serem recuperados integralmente num ano, sob prejuízo dos preços não reflectirem os custos expectáveis para o ano, fornecendo sinais preços incorrectos e afectando a eficiência económica.

Na sequência da proposta do CT a ERSE irá, em futuros exercícios de cálculo de tarifas, incluir um mapa de fluxos financeiros associados a transferências inter-anuais de custos e recebimentos.

A ERSE está sempre disponível para participar de forma construtiva, com contributos técnico-económicos, em debates que os principais agentes do sector considerem relevantes, incluindo o debate sobre “as causas do défice no sistema eléctrico nacional” sugerido pelo CT.

II. ESPECIALIDADE

II/A – CUSTO DE CAPITAL

As respostas detalhadas aos comentários do Conselho Tarifário são apresentadas, para cada empresa, em documento anexo. Neste ponto são expostas as linhas gerais das decisões tomadas, bem como algumas considerações sobre o valor do custo de capital proposto para a actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

LINHAS DE ORIENTAÇÃO

Como foi referido no documento “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009 a 2011”, a ERSE definiu o custo de capital das empresas reguladas orientada na sua actuação pela transparência e consistência nas metodologias empregues, sem deixar porém de considerar as particularidades de cada empresa, nomeadamente no que diz respeito aos respectivos riscos de negócio e financeiro. Por outro lado, ciente de que a imprevisibilidade regulatória acarreta mais custos do que benefícios, nomeadamente através do aumento do risco sistemático da empresa com incidência directa no aumento do custo de capital, a ERSE procurou manter a continuidade nas metodologias seguidas, assim como nas opções tomadas quando não existem respostas claras e consentâneas ao tratamento

de certas problemáticas. Assim, o custo de capital foi definido para as empresas reguladas reflectindo as seguintes linhas de orientação:

5. Utilização do custo médio ponderado de capital, isto é, da média ponderada dos respectivos custos de capital próprio e alheio.
6. Consideração da estrutura de capital das empresas na definição do custo médio ponderado de capital, por se defender que não existe uma estrutura de capital óptima até ao nível em que a solvabilidade da empresa esteja garantida.
7. Definição do custo de capital próprio tendo em conta o CAPM, *Capital Asset Pricing Model*.
8. Definição do valor médio das séries históricas do prémio de risco e das taxas de juro sem risco com base na média geométrica destas séries, por ser um estimador menos enviesado do que a média aritmética em situações de alguma volatilidade.
9. Definição do mercado accionista relevante para as empresas tendo em conta a estrutura accionista das empresas e/ou a análise econométrica da evolução das respectivas cotações em bolsa e de índices de mercados de diferentes praças financeiras.
10. Repartição do risco de negócio dos grupos em que estão integrados as empresas reguladas, medido pelo beta do seu activo, pelas suas diferentes áreas de negócio, analisando a evolução do desempenho de cada actividade e/ou recorrendo a um *benchmarking* criterioso, por as empresas reguladas não estarem cotadas em bolsa.

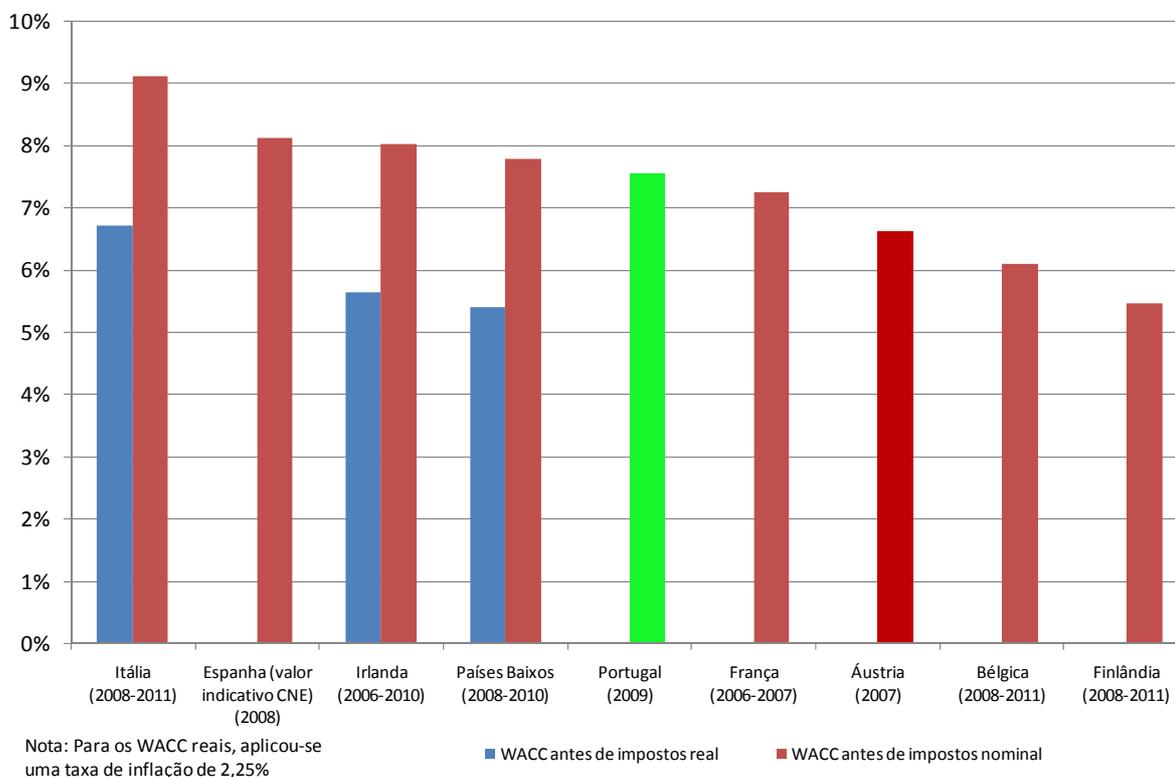
A instabilidade que se observa nos mercados financeiros conduziu à opção pela indexação da taxa de juro nominal sem risco à rendibilidade observada de activos sem risco de longo prazo para o próximo período regulatório. Esta opção permite, por um lado, que o custo de capital evolua na componente relativa ao custo do capital alheio, assegurando deste modo o equilíbrio económico-financeiro das empresas e, por outro lado, permite partilhar o risco financeiro entre consumidores e empresas reguladas, facilitando a decisão de investimento no actual clima de instabilidade.

CONSIDERAÇÕES SOBRE O VALOR DO CUSTO DE CAPITAL PROPOSTO PARA A ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

No caso da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, em que o custo de capital influencia directamente a remuneração, importa posicionar o valor fixado pela ERSE para a actividade de transporte no contexto europeu. Assim, se considerarmos os principais países da zona euro para os quais a ERSE tem dados, observa-se que o valor fixado encontra-se na média do praticado no resto da Europa. Contudo, haverá que aplicar cautela num exercício deste género, tanto porque compara valores nominais e reais (sobre os quais se aplicou um valor teórico para a taxa de inflação), como porque os valores dizem respeito a diferentes envoltentes regulatórias. Alguns destes países aplicam regulações

do tipo *price cap*, cujo risco regulatório é significativamente mais elevado do que o aplicado no caso português.

Custo de capital da actividade de transporte em diferentes países da zona euro



Fonte: Respectivos reguladores

Assim, qualquer *benchmark* é um exercício cujos resultados são tendencialmente viesados se não forem consideradas as características particulares de cada mercado e de cada empresa. Este viesamento é acrescido se a comparação se restringir a um mercado em particular.

A observação dos mercados financeiros e das práticas regulatórias internacionais, não se pode cingir à realidade ibérica. Se, em termos energéticos, as empresas reguladas nacionais, inserem-se num mercado geográfico limitado, a Península Ibérica, em termos financeiros o mercado de referência é muito mais vasto. O estrangulamento energético que se verifica nos Pirenéus e que transforma a Península numa ilha, não se verifica em termos financeiros. Não existe uma ilha financeira ibérica.

CUSTO DE CAPITAL ASSOCIADO AOS NOVOS INVESTIMENTOS DA REN

O actual momento da construção do mercado interno de energia na União Europeia tem tornado evidente a necessidade de incentivar o aumento da capacidade das infra-estruturas de redes energéticas por toda a Europa. Os três pilares do modelo energético europeu que se perspectiva para o futuro

assentam nos seguintes eixos: segurança de abastecimento, competitividade e sustentabilidade. E todos eles reforçam a importância do investimento em infra-estruturas.

Mais capacidade de transporte na Europa contribuiu favoravelmente para a segurança de abastecimento diminuindo congestionamentos e facilitando a ligação das zonas de produção às zonas de consumo. Do mesmo modo, mais infra-estruturas de rede permite unir e integrar mercados o que, por sua vez, potencia a concorrência e se reflecte em preços de energia mais competitivos em benefício dos consumidores. Por outro lado, a necessidade de promover um desenvolvimento económico sustentado assente em tecnologias de geração de energia menos poluentes, numa lógica de descarbonização da sociedade, exige também mais infra-estruturas de rede.

É neste novo paradigma que se torna fundamental dinamizar novos investimentos nas redes de transporte de energia em toda a Europa. Atenta a estas necessidades, a ERSE considerou justificável determinar, desde já, o custo de capital antes de impostos, aplicável aos novos investimentos que sejam valorizados a preços de referência, acolhendo assim, o comentário do Conselho Tarifário.

Com efeito, a ERSE apresentou a consulta pública em Junho de 2008 uma proposta de revisão regulamentar que contemplava uma nova metodologia regulatória da qual se destaca a introdução de mecanismos de incentivo ao investimento eficiente, em linha com as melhores práticas europeias. Em muitos países europeus os reguladores têm vindo a adoptar taxas de remuneração distintas para os novos investimentos, quer em função de alteração de modelos regulatórios, quer pela necessidade de estimular o investimento por razões que decorrem da promoção da concorrência, do reforço das interligações transfronteiriças, da segurança de abastecimento e das políticas de investimento em energias renováveis.

É neste quadro que a ERSE introduz no período regulatório 2009-2011 um conjunto de incentivos que tendam a promover uma gestão eficiente. Entre estes, encontra-se o mecanismo de incentivo ao investimento eficiente nas redes de transporte, que se baseia na valorização dos novos equipamentos a integrar nas redes através de preços de referência.

Embora a definição dos preços de referência esteja ainda dependente do estudo relativo aos custos de investimento praticados pela REN, que será promovido pela ERSE e realizado por uma entidade externa, o novo mecanismo de incentivo será aplicado ao longo de todo o período regulatório.

No actual contexto, as crescentes preocupações associadas às questões ambientais que se materializam em maiores dificuldades à concretização de investimentos, têm vindo a aumentar o risco da envolvente da actividade da REN. Os impactes deste contexto no agravamento dos custos de investimento em equipamentos da Rede Nacional de Transporte poderão não estar contemplados nos proveitos permitidos da empresa, quando a regulação é baseada na definição de preços de referência.

Este tipo de risco não é novo. A sociedade tem vindo a demonstrar uma maior sensibilidade e uma menor aceitação a todo o tipo de investimentos que sejam percebidos como podendo afectar a qualidade de vida das populações, nomeadamente no que diz respeito ao ambiente e ao ordenamento do território. Por outro lado, os decisores políticos têm vindo a contemplar estas preocupações com maior acuidade na produção legislativa. Os investimentos que a REN realiza, designadamente os investimentos em linhas de alta tensão, têm vindo, justamente, a ser alvo deste tipo de preocupações. Grande parte das dificuldades mencionadas traduzem-se, naturalmente, em custos acrescidos para o operador da rede de transporte, quer na vertente investimento quer na vertente administrativa.

Para além do efeito directo no aumento do risco sistemático da REN, que deverá ser contemplado no custo de capital, a implementação da nova metodologia potencia a geração de ganhos para o sector eléctrico que a ERSE considera adequado partilhar entre os consumidores e a REN. É entendimento da ERSE que os ganhos gerados se materializem na redução dos custos dos futuros investimentos face ao nível dos actuais custos de investimentos. Com efeito, importa repercutir no custo de capital a parcela de benefícios a que corresponde um prémio para os ganhos de eficiência da REN.

Na definição do custo de capital a aplicar aos novos investimentos, a ERSE ponderou os princípios atrás enunciados, que sustentam a fixação de um prémio para os novos investimentos superior àquele que irá vigorar para os investimentos em exploração, reconhecendo-se desta forma o incentivo para uma gestão mais eficiente e uma economia de custos a favor do sector eléctrico, com repercussões directas na redução da factura dos consumidores.

Deste modo, o custo de capital, antes de impostos, para os investimentos valorizados a preços de referência, a vigorar ao longo do período regulatório 2009-2011, é calculado pela adição de 450 pontos base à taxa das OT a 10 anos, determinada de acordo com o estabelecido para o custo de capital das actividades do transporte e da distribuição. Assim, para 2009, o custo de capital é fixado em 9,05%.

II/B – PROVEITOS PERMITIDOS ÀS DIVERSAS ACTIVIDADES REGULADAS

A regulação por incentivos tem como objectivo promover um comportamento mais eficiente das empresas reguladas, simplificar a regulação e procurar conduzir as empresas reguladas a um melhor desempenho dando-lhe mais liberdade e maior responsabilidade de actuação. Nesta forma de regulação a taxa de remuneração não se encontra garantida.

A existência de um diferencial entre a base de custos da empresa e a base de custos permitidos para efeitos de regulação resulta:

- Do nível de eficiência imposto pelo regulador.
- Do nível de eficiência atingido pela empresa ao longo dos anos de regulação.

- Dos custos considerados pelo regulador como elegíveis para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos.

O efeito conjunto destes factores resulta numa taxa de rentabilidade real diferente da taxa de rentabilidade definida pelo regulador, por conseguinte, esta forma de regulação pressupõe maior risco e consequentemente uma taxa de remuneração superior à que seria fixada caso se optasse por uma regulação por custos aceites.

Neste período de regulação os níveis de eficiência impostos pela ERSE foram calculados com base num estudo efectuado por uma entidade externa que envolveu 22 operadores de transporte e 18 reguladores da União Europeia, para os custos operacionais da actividade de Transporte de Energia Eléctrica e nos estudos efectuados pela própria EDP para as actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização.

A metodologia utilizada para o cálculo da base de custos para o ano zero depende da forma de regulação que tem sido aplicada a cada uma das actividades, do desempenho das empresas ao longo dos anos de regulação e da credibilidade das previsões das empresas, pelo que tendo em conta estes critérios não foi possível aplicar a mesma forma de cálculo para a definição da base de custos a todas as actividades reguladas por preço máximo.

Nos pontos seguintes explica-se por actividade qual a metodologia aplicada e respectiva justificação.

II/B.1 - EDA E EEM

EDA

Para o período de regulação 2009-2011 a ERSE alterou a metodologia de regulação das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica (DEE) e de Comercialização de Energia Eléctrica (CEE) da EDA, que passou a ser efectuada por um *price cap*.

Essa alteração implicou para o novo período de regulação o cálculo dos parâmetros subjacentes à determinação dos proveitos permitidos das actividades de DEE e de CEE, nomeadamente os custos unitários e os parâmetros associados às variáveis unitárias dos proveitos de cada actividade.

Para a determinação dos parâmetros para o período 2009 a 2011 foram tidos em consideração os seguintes elementos:

- Custos controláveis líquidos de proveitos, aceites no ajustamento de 2007 a reflectir em 2009, estimados para 2008 e previstos para o período 2009-2011;
- Custos não controláveis previstos para o período 2009-2011;
- Evolução prevista dos activos regulados para o período 2009-2011.

De igual modo, para permitir a comparabilidade entre os anos de 2007 e 2008 com o período 2009-2011, os custos controláveis de 2007 e 2008 foram corrigidos dos valores a transferir da actividade de CEE para a actividade de DEE, resultantes das alterações introduzidas no Regulamento Tarifário, no que se refere à transferência dos custos associados à comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica da actividade de CEE para a actividade de DEE.

Tendo em conta que no período 2003-2008 se verifica um diferencial entre os custos controláveis reais da EDA e os custos controláveis aceites para tarifas, a ERSE apurou o valor da base de custos controláveis para 2009 da seguinte forma:

- Em primeiro lugar determinou-se a base de custos controláveis de 2008, tendo em conta a estimativa apresentada pela EDA, utilizando para o efeito a metodologia de aceitação de custos dos anos anteriores e que se encontra explicada nos documentos que acompanham o documento de tarifas para 2009. Com esta metodologia pretendia-se que a EDA introduzisse práticas eficientes conduzindo à racionalização de custos, e limitando o seu crescimento à taxa de inflação deduzida de um factor de eficiência de 1% ao ano.
- Em segundo lugar, determinaram-se os custos para 2009 em função do valor apurado para 2008, acrescidos da taxa de inflação, impondo um factor de eficiência igual à evolução anual da procura, no caso da actividade de DEE e à variação anual do número médio de clientes, no caso da actividade de CEE.

A metodologia utilizada permitiu apurar para o período de regulação 2009-2011 os parâmetros evidenciados no quadro apresentado abaixo.

	2009		2010		2011	
	AT/MT	BT	AT/MT	BT	AT/MT	BT
Componente variável unitária dos proveitos						
DEE (€/MWh)	19,494	44,573				
CEE (€/cliente)	474,722	36,547				
Parâmetro associado à componente variável unitária dos proveitos						
DEE	-	-	0,08%	4,97%	1,37%	5,87%
CEE	-	-	2,09%	2,46%	1,54%	2,86%

A componente variável unitária dos proveitos destina-se a cobrir os custos controláveis, os custos não controláveis (amortizações e provisões) bem como assegurar a remuneração dos activos à taxa de 8,55%, conforme estabelecido para as actividades de DEE e de CEE. O quadro seguinte apresenta a evolução dessa componente para o período de 2009-2011 a preços constantes de 2008.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Anexo IV

Componente variável unitária dos proveitos a preços constantes de 2008	2009	2010	2011	Taxa média anual de crescimento 2009-2011
DEE - custos previstos EDA (€/MWh)	49,34	49,41	48,99	-0,4%
DEE - aplicação dos parâmetros ERSE (€/MWh)	47,67	47,04	45,95	-1,8%
<i>diferença</i>	-3,4%	-4,8%	-6,2%	-
CEE - custos previstos EDA (€/cliente)	39,41	39,73	39,51	0,1%
CEE - aplicação dos parâmetros ERSE (€/cliente)	38,11	37,37	36,51	-2,1%
<i>diferença</i>	-3,3%	-6,0%	-7,6%	-

Verifica-se que de acordo com as previsões da EDA para o período 2009-2011, a componente variável unitária dos proveitos apresenta uma taxa média anual de crescimento de -0,4% ao nível da actividade de DEE e de 0,1% ao nível da actividade de CEE. A metodologia aplicada pela ERSE para cálculo da componente variável resultou numa taxa média anual de crescimento de -1,8% na actividade de DEE e de -2,1% ao nível da actividade de CEE.

De igual modo, em termos anuais, a previsão de evolução dos custos mantendo os actuais pressupostos macroeconómicos, nomeadamente a taxa de inflação para o período 2009-2011, traduz-se num diferencial entre as previsões da EDA e os valores aceites pela ERSE que oscilam na actividade de DEE entre os -3,4% em 2009 e os -6,2% em 2011 enquanto na actividade de CEE variam entre os -3,4% em 2009 e os -7,7% em 2011.

EEM

A ERSE, desde o início da regulação das actividades da EEM, tem aceite para cálculo das tarifas todos os custos não controláveis bem como todos os investimentos efectuados pela empresa, à excepção dos custos associados à taxa de ocupação do domínio público municipal.

Deste modo, a exigência de eficiência sobre os custos da EEM, por parte da ERSE, tem incidido sobre os custos de exploração que, entre 2003 e 2009, representam em média cerca de 26% dos proveitos permitidos.

Os proveitos permitidos totais da EEM (excluindo os ajustamentos), entre 2003 e 2009 apresentam uma taxa de crescimento médio anual de cerca de 8,7% (8,4%, com ajustamentos). Considerando apenas as actividades de DEE e de CEE, a taxa de crescimento médio anual para o mesmo período é de cerca de 4,8%, taxa superior ao crescimento médio anual dos consumos (4,1%).

Para 2009, a ERSE aceita cerca de 92% dos custos enviados pela empresa tal como apresentado no quadro seguinte. Para os anos seguintes é mantida a exigência ao nível dos custos face à estimativa dos consumos e número de clientes, pelo que a base enviada pela empresa se distancia da base de custos da ERSE, dado não ter sido construída com os mesmos pressupostos.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Anexo IV

Custos de exploração aceites

	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Unidade: 10 ³ EUR Período de regulação
Previsão EEM em 2008	25 343	26 646	27 723	79 712
ERSE	23 390	23 698	24 058	71 146
% aceite	92%	89%	87%	89%

II/B.2 – REN

A actividade de Transporte de Energia Eléctrica desde 1999 foi sempre regulada por custos aceites, sendo os proveitos permitidos calculados com base em previsões e ajustados dois anos depois tendo em conta os valores reais.

A alteração desta forma de regulação, para uma regulação por *Revenue cap*, implica o fim do ajustamento com base nos custos reais, pelo que se considerou que a metodologia a utilizar para cálculo do ano zero teria de ter como ponto de partida os últimos valores reais conhecidos. Como o ano de 2008 ainda está a decorrer, considerou-se como base de partida o ano de 2007.

Comparando os valores para esta actividade previstos pela REN para 2008, verificamos que a base de partida para os custos operacionais (C₀) poderia variar entre 40,3 milhões de euros, valor enviado em Junho de 2008 e 46,5 milhões de euros valor enviado em Junho de 2007, para cálculo das tarifas de 2008.

	2008					2009		
	REN jun 07	T2008	REN Jun 08	REN Set 08	Valores ERSE C ₀	REN Jun 09	REN Set 09	T2009
MD + FSE + Pessoal - TPE	46 385	44 872	34 311	34 310		36 912	36 912	
FSE Serviços partilhados			6 206	8 947		6 709	9 397	
Out.c. op (v. liquido)	122	82	-261	-734		-949	-949	
Custos operacionais	46 507	44 954	40 256	42 523	39 168	42 672	45 360	40 805
PPDA	855	855	1 825	1 825	1 825	1 658	1 658	2 426
Limpeza de florestas			1 389	1 389	1 389	3 238	3 238	2 695
Custos de exploração totais	47 362	45 809	43 470	45 737	42 382	47 568	50 256	45 926

Nota: Presume-se que a diferença entre os valores enviados em Junho de 2008 e os valores enviados em Setembro de 2008 seja devida à alteração na forma de contabilização dos prémios de desempenho que passam a ser reflectidos nos custos do exercício. Este agravamento nos custos nunca foi devidamente justificado, tendo sido apenas enviada justificação para o acréscimo de custos entre o real de 2007 e a previsão de Setembro para o ano de 2008.

O *Revenue cap* não incide apenas nos custos de operação e manutenção incide também nos custos com trabalhos especializados, nos custos imputados pela REN SGPS, nos custos imputados pela REN Serviços, nos custos com pessoal, nos custos com provisões para riscos e encargos. Ficam fora do *Revenue cap* e por conseguinte, aceites na totalidade, os custos ao abrigo do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental e os custos com as limpezas de florestas.

O aumento dos custos operacionais relativo a novos investimentos é aceite numa componente à parte. Tendo em conta que a metodologia de cálculo deste valor será validada no estudo que irá decorrer no próximo ano, e que o custo incremental com a manutenção de novos investimentos deve ser inferior ao custo médio de manutenção imputado a linhas e painéis de subestações, a determinação dos factores de eficiência associados a estes custos foi adiada para 2009 com base nos resultados que se vierem a obter.

A meta de eficiência fixada para a REN baseia-se num estudo de benchmarking internacional que se encontra a ser elaborado por um grupo de consultores de elevado prestígio internacional nesta matéria, no âmbito das actividades desenvolvidas pelo CEER, abrangendo 22 operadores da rede de transporte e envolvendo 18 entidades reguladoras.

Tendo em conta os acordos de confidencialidade assinados entre os reguladores e o consultor, enquanto não estiver terminado o relatório final (previsto para final de Dezembro de 2008) e até ser determinado o grau de descodificação na apresentação dos resultados, a disponibilização da informação constante dos relatórios preliminares entretanto apresentados, é restrita às entidades reguladoras.

De modo a tomar uma decisão orientada nesta matéria a ERSE solicitou análises suplementares ao consultor, assim como uma orientação, para a determinação do nível de eficiência dos custos a que é aplicável o *revenue cap*. Foram considerados diferentes modelos conceptuais para a relação entre custos e serviços fornecidos pelos operadores das redes de transporte, e para cada um destes modelos foram utilizados diversos métodos de estimação, paramétricos e não paramétricos.

De acordo com esta análise foram seleccionados modelos que apontam para eficiências dos referidos custos da REN entre os 68% e os 72%, com desvios em relação à eficiência média acima dos 10%, nomeadamente, entre 11% e 13%. Assim, a meta fixada pela ERSE tem em conta o desempenho médio e não o melhor desempenho.

O factor X, que determina ganhos de eficiência que o regulador impõe à empresa deve reflectir a deslocação da fronteira de eficiência do sector, que reflecte os ganhos de eficiência no sector resultantes do progresso tecnológico (designado na literatura por *frontier shift*) e os ganhos de eficiência ao nível da empresa, que reflecte a aproximação da empresa à fronteira de eficiência (designado na literatura por *catch-up effect*). A empresa deve conseguir alcançar, não apenas o ganho da indústria (a deslocação da fronteira), mas também os ganhos de eficiência específicos, eliminando a ineficiência específica da empresa.

Deste modo, adicionalmente aos ganhos de eficiência da empresa, poderia impor-se uma meta de eficiência que reflectisse o progresso tecnológico (deslocação da fronteira de eficiência). A meta de eficiência imposta pela ERSE baseia-se em modelos estáticos, isto é, analisando a eficiência num determinado ano, 2006. Não foi tido em conta o progresso tecnológico, uma vez que não existiam estimativas robustas para a evolução da fronteira.

A ausência de uma variável que reflecta a totalidade dos elementos de rede condiciona a possibilidade de determinação da evolução dos custos operacionais da rede com a evolução dessa mesma variável. Considera-se que quer a variável de extensão da rede, quer a do número de painéis ou mesmo da potência instalada não são suficientemente explicativas da evolução dos custos operacionais. Acresce, que a utilização destas variáveis para determinação da evolução destes custos conduziria ao estabelecimento de metas de eficiência mais exigentes do que as fixadas pela ERSE.

Deste modo, considerou-se como mais adequado a indexação da variação anual dos custos a uma variável não controlável pela empresa. Assim condicionou-se a variação dos custos operacionais à variação das quantidades afectas à tarifa de UGS e não só as quantidades efectivamente transportadas pela rede de transporte, uma vez que a rede tem de estar dimensionada para a evolução do consumo prevista (tendo em conta a ponta máxima do consumo). Acrescem a estes custos, os custos associados à variação do equipamento de rede calculados com base em custos incrementais por km de rede e por número de painéis em subestações.

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

Adicionalmente, importa clarificar que aplicar uma redução de 3% ao ano sobre o custo médio é equivalente a reduzir 3% ao ano os custos operacionais, permitindo depois acréscimos iguais ao acréscimo de consumos, sendo esta uma prática adoptada pelos reguladores.

II/B.3 – EDP

EDP DISTRIBUIÇÃO

Efectivamente, desde o início da regulação que se aplica a regulação por *price cap* na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica cujos parâmetros, base de custos no ano zero e factor de eficiência para os anos seguintes, têm vindo a ser calculados tendo em conta o desempenho da empresa não só desde o início da regulação, mas também no período de regulação imediatamente anterior, isto é:

- 1º Período de regulação (1999-2001)

Base de custos para 1999 - Foram impostos pela ERSE ganhos de eficiência de 10% no primeiro ano relativamente aos valores previsionais enviados pela empresa para o ano de 1999.

Factores de eficiência para 2000 e 2001 – A ERSE aceitou os ganhos de eficiência propostos pelas empresas entre 4,79% e 5,94% dependendo do nível de tensão.

- 2.º Período de regulação (2002-2004)

Base de custos para 2002 – A ERSE considerou “... que o nível de custos para o ano 2002 deveria ser igual ao que a EDP Distribuição teria obtido se, ao longo do período de regulação de 1999-2001, tivesse havido uma redução anual de custos de cerca de 1,5% real. Este nível de custos equivale a considerar que o nível dos custos controláveis em 2002 (custos com o pessoal, FSE e materiais diversos) reflecte um ganho de eficiência de cerca de 4,6%, obtido durante o período de regulação passado” (ERSE, 2001).

Factores de eficiência para 2003 e 2004 – Foram impostos ganhos de eficiência de 3,5% ao ano e economias de escala de 100%.

- 3.º Período de regulação (2005)

Dado ter-se tratado de um ano de regulação transitório, não foram impostos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica ganhos de eficiência tendo-se actualizado o preço máximo estabelecido para 2004 com a inflação prevista para 2005.

- 4.º Período de regulação (2006-2008)

Foram definidos diversos cenários alternativos de evolução do nível de eficiência a alcançar pela empresa no período de regulação conjugando a base de custos a considerar, as metas de eficiência a alcançar, o progresso tecnológico e os ganhos de escala.

Tendo em conta os cenários alternativos, considerou-se mais adequado partir da base de custos controláveis prevista pela EDP Distribuição, para 2006, uma vez que foi com base nestes custos que foi determinada a meta de eficiência.

Esta opção é coerente com o estabelecimento de metas de eficiência mais exigentes a curto prazo. Assim, considerou-se que os 20% de eficiência deveriam incidir sobre a totalidade dos custos controláveis e que este objectivo deveria ser atingido num período de regulação. Tendo em conta a mudança de base de custos optou-se por impor um maior ganho de eficiência no primeiro ano, exigindo-se uma redução de custos controláveis de 10% no primeiro ano e de 5% nos anos seguintes.

Considerou-se ainda uma redução adicional dos custos controláveis de 1% ao ano devido ao efeito do progresso tecnológico e economias de escala de 50%.

- 5.º Período de regulação (2009-2011)

Neste período de regulação procedeu-se à incorporação da actividade de Comercialização de Redes na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

A actividade de Comercialização de Redes surgiu em 2002 e foi sempre regulada por remuneração dos activos fixos e custos de funcionamento, aceites *a priori*, em base anual.

Uma vez que em 2006 se tinha optado por mudar a base de custos tendo-se considerado para o efeito os valores previsionais enviados pela empresa, e que o período de regulação ainda não terminou, actualizou-se a base de custos com os valores reais de 2006 e incorporou-se a eficiência imposta pela ERSE para os anos de 2007 e 2008, agregando-se para o efeito as actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e Comercialização de Redes.

Nesta nova base teve-se ainda em conta a reestruturação da EDP Distribuição devido ao destacamento da actividade de Comercialização para uma entidade autónoma (EDP Serviço Universal), que teve como consequência um agravamento de custos na ordem dos 20 milhões de euros (custos comuns da EDP Distribuição, que até 2008 eram repartidos por 3 actividades e que a partir de 2009 deixam de ser imputados à actividade de Comercialização da EDP Serviço Universal).

Tendo em conta o acima mencionado não se percebe o comentário do Conselho Tarifário de que "... a extrapolação da base de custos de 2006 para os anos de 2009 a 2011 não capta os efeitos entretanto ocorridos com a criação da EDP Serviço Universal como empresa autónoma...".

O gap em 2009 dos custos controláveis aceites para efeitos de regulação relativamente aos previstos para 2009 é de cerca de 12% que resulta da trajectória ascendente dos custos previstos pela empresa para o ano de 2008. O diferencial de 23% que consta do parecer do Conselho Tarifário inclui os custos de investimento, remuneração e amortização, relacionados com contadores (vide comentário ao ponto II/J).

EDP SERVIÇO UNIVERSAL

A alteração de metodologia de imputação de custos da prestação de serviços da EDP Distribuição à EDP Serviço Universal que implicou uma redução de custos na ordem dos 20 milhões de euros, conjugada com uma reafectação de custos entre as actividades de Compra e Venda de Energia Eléctrica e a actividade de Comercialização dentro da própria EDP Serviço Universal, na ordem dos 5 milhões de euros, implicou uma redução da base de custos da actividade de Comercialização que a aproximou da base de custos eficiente, aceite para cálculo das tarifas de 2008.

O *gap* mencionado pelo Conselho Tarifário inclui para além de um diferencial de custos controláveis unitários por consumidor na ordem dos 5%, os custos com o risco de cobrança, o qual tendo em conta os comentários desfavoráveis recebidos durante a audição pública às alterações dos Regulamentos do Sector Eléctrico, nomeadamente, o voto unânime dos representantes das associações de consumidores com assento no Conselho Tarifário continua a ser suportado pelo Comercializador.

De acordo com o mencionado no documento "Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector eléctrico", p. 75, a ERSE irá promover durante o ano de 2009 um estudo que tem como objectivo a

análise da metodologia da formação de preços a pagar pela EDP Serviço Universal pela prestação de serviços pela EDP Soluções Comerciais, o seu maior fornecedor¹⁸.

Devido ao peso que a EDP Soluções Comerciais tem nos custos da actividade de Comercialização da EDP Serviço Universal, torna-se necessário comprovar o cumprimento de procedimentos concorrenciais tanto ao nível dos custos como dos proveitos da EDP Soluções Comerciais, nomeadamente se existe eficiência na contratação dos serviços e se essa eficiência se mantém aquando da sua transferência para os clientes.

Com base nos resultados deste estudo os parâmetros fixados para o novo período de regulação poderão ser revistos, *inclusive*, a repartição entre fixo e variável.

Com base na informação disponível a repartição entre fixo e variável foi calculada tendo em conta que os serviços prestados pela EDP Distribuição e EDP Soluções Comerciais à EDP Serviço Universal encontram-se contratualizados e são facturados em função do número de processos ocorridos durante o ano, com excepção dos custos com serviços do sistema os quais têm um valor fixo.

Assim considerou-se que a parcela fixa deveria incluir não só os custos de estrutura da entidade, essencialmente custos com pessoal mas também os custos com serviços informáticos.

Para cálculo da imputação destes custos por nível de tensão foram tidos em conta os critérios de alocação enviados pela empresa, segundo os quais, os custos de estrutura são imputados em função dos consumos por nível de tensão e os custos do sistema, imputados a 100% à Baixa tensão.

No quadro seguinte apresenta-se a repartição entre custo fixo e custo variável com base nas previsões da EDP Serviço Universal.

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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2009
E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2009-2011

Anexo IV

Unidade: 10³ EUF

	Custos fixos - EDP SU				
	Pessoal	Provisões	Serv. Inform	Total CF	% do total
NT	362	11	0	373	19,1%
BTE	51	1	0	52	20,0%
BT	369	11	21 173	21 553	22,2%
Total em 2009	782	23	21 173	21 978	22,2%
NT	380	14	0	394	20,0%
BTE	54	2	0	56	20,6%
BT	380	11	21 533	21 924	22,8%
Total em 2010	814	27	21 533	22 374	22,7%
NT	402	12	0	414	20,3%
BTE	58	2	0	60	20,8%
BT	389	11	22 083	22 483	23,6%
Total em 2011	849	25	22 083	22 957	23,5%

Tendo em conta estes critérios utilizados para imputação dos custos e a evolução prevista pela ERSE relativa aos consumos no mercado livre, considerou-se a seguinte estrutura, por nível de tensão e ano:

	% C. Fixo		
	2009	2010	2011
AT/MT	20,0%	18,5%	16,0%
BTE	20,0%	20,0%	20,0%
BT	20,0%	20,0%	20,0%

II/C - REGULAÇÃO POR INCENTIVOS

Na última revisão regulamentar verificou-se uma clara preferência da ERSE pelos designados métodos de regulação por incentivos. Na génese da regulação por incentivos está o facto de outros métodos de regulação, como a regulação por taxa de rentabilidade, não fornecerem incentivos à eficiência das empresas reguladas, e de esses métodos implicarem um maior escrutínio dos custos por parte das entidades reguladoras. A regulação por incentivos fornece maiores incentivos para que as empresas aumentem a sua performance, contribuindo para a redução dos problemas de assimetria de informação e dos custos de regulação, comparativamente com métodos de regulação que exijam um elevado escrutínio dos custos.

Assim, a ERSE partilha da opinião do CT de que a micro-regulação pode fornecer sinais inadequados às empresas reguladas, não sendo seu objectivo aplicar mecanismos de regulação que conduzam a uma micro-regulação ou micro-gestão das empresas reguladas, com prejuízo para estas e para os consumidores, na medida em que a assimetria de informação assume uma maior importância quanto maior o detalhe de custos exigido.

Por último importa referir que a supervisão, a verificação e validação da informação das várias actividades reguladas, desde sempre efectuada pela ERSE, não deve ser confundida com micro-regulação.

A importância de uma supervisão activa e presencial por parte das entidades reguladoras é salientada pela actual conjuntura económica internacional. Assim a ERSE, consciente das suas responsabilidades, não quer deixar de ter uma presença activa no terreno para, de forma pró-activa, antecipar problemas e validar soluções, de acordo com as melhores práticas de regulação.

IID – MERCADO LIVRE

Tal como o CT refere a previsão relativa ao crescimento dos consumos no mercado livre tem em conta o facto de o custo de aquisição de energia pelo CUR considerado no cálculo das tarifas para 2009, 70,8 €/MWh, perspectivar uma maior dinâmica no mercado retalhista.

No entanto, a dinamização do mercado de energia eléctrica em Portugal, na Península Ibérica e na Europa apresenta constantemente desafios e problemas que necessitam de resposta e para os quais a ERSE está activa na procura das melhores soluções em parceria com diversas entidades a nível nacional e internacional.

IIE – QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE tomou boa nota dos comentários referentes às questões de qualidade de serviço, partilhando do comentário do Conselho Tarifário relativo à necessidade das empresas reguladas continuarem a assumir a melhoria da qualidade de serviço como elemento central da actividade de transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica. A ERSE aproveita o comentário sobre a importância da realização de inquéritos sobre o nível de satisfação dos consumidores, para informar que, como previsto, em 2008 procedeu à contratualização externa de uma empresa para realização do inquérito de avaliação da satisfação dos consumidores de energia eléctrica, tendo já sido elaborado o inquérito e iniciada a fase de entrevistas telefónicas. Os resultados deste inquérito serão publicados no início de 2009.

IIF – PREÇOS DOS SERVIÇOS

A aprovação dos preços dos serviços regulados é efectuada pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelas empresas reguladas.

Tem-se verificado que o nível de justificação dos preços propostos apresentado pelas empresas é muito diverso.

Em determinadas situações são apresentadas justificações detalhadas com base nos custos apurados para a prestação dos serviços, designadamente pelos prestadores destes serviços. Nestes casos, a

ERSE procura que os preços reflectam adequadamente os custos, em particular quando estamos na presença de serviços de interrupção e restabelecimento de energia eléctrica prestados na sequência de incumprimento contratual por parte dos clientes.

Noutros casos, as empresas limitam-se a propor uma actualização dos preços pela taxa de inflação ou pela variação do índice de preços implícito no consumo privado com base nos valores estimados pela empresa para o ano seguinte. Quando tal sucede, a prática da ERSE tem sido a de actualizar os preços com base na variação do índice de preços implícito no consumo privado adoptado na proposta de Tarifas e Preços.

IIIG – CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL (CIEG)

A ERSE não só partilha das preocupações do Conselho Tarifário relativamente ao avolumar dos CIEG como tem vindo a alertar as entidades com as respectivas competências legislativas para o peso crescente que os CIEG têm vindo a assumir nas tarifas a pagar pelos consumidores de energia eléctrica.

Conforme aprovado em sede de revisão do Regulamento Tarifário, constituem a parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, a saber: (i) o diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial (PRE); (iii) os custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia eléctrica; (iv) os custos com os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental; (v) os custos com a remuneração dos terrenos afectos ao domínio público hídrico; (vi) os custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A; (vii) os custos com a Autoridade da Concorrência; (viii) os custos a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos; (ix) os custos com a convergência tarifária na Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira; (x) os défices tarifários de BT e BTN, gerados em 2006 e 2007, respectivamente; (xi) os custos inerentes à actividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado; e (xii) o diferencial de correcção de hidraulicidade, bem como os custos relativos aos CMEC.

Todos os custos elencados correspondem a custos efectivamente suportados pelos consumidores de energia eléctrica, mas que não são gerados pelas infra-estruturas que lhe estão inerentes, pelo que devem, no entender da ERSE, ser considerados como custos de interesse económico geral. Por forma a assegurar a transparência e a comparabilidade efectiva da evolução dos CIEG, o documentos de tarifas e preços apresenta a evolução de cada um destes custos entre 2008 e 2009.

II/G.1 - TARIFA SOCIAL

A ERSE partilha a visão do CT sobre este assunto salientando, no entanto, que o enquadramento desta matéria requer a intervenção de outras entidades com responsabilidades na área social cujo envolvimento é essencial.

Tal como referido na recente revisão dos regulamentos do sector eléctrico a ERSE irá continuar a aprofundar este tema e contribuir para uma reflexão alargada sobre os conceitos de “consumidor vulnerável” e de “pobreza energética”, tendo sempre presente que as responsabilidades legais e institucionais dos diferentes organismos governamentais nesta matéria ultrapassam claramente as competências do regulador do sector eléctrico.

Assim, no Plano de Actividades da ERSE para o ano de 2009 está prevista uma reflexão sobre a tarifa social, em consequência da consciência de que a protecção dos consumidores mais vulneráveis é um dos desafios que se apresenta actualmente à desregulação dos mercados de energia, em particular num contexto de crise energética (crise de suficiência, de preço e de sustentabilidade), muito especialmente no que diz respeito ao acesso a um serviço considerado essencial.

Neste contexto, a Comissão Europeia, na proposta de nova directiva de electricidade, recomenda que os estados membros adoptem uma definição de “pobreza energética” e desenvolvam medidas de coesão económica e social.

A garantia de acesso a um serviço público essencial por todos os cidadãos deve assentar, quer em princípios orientadores das práticas comerciais e das condições técnicas do serviço prestado, quer na envolvente social e económica do problema. Esta garantia de acesso pode e deve envolver diversos actores de áreas distintas e com responsabilidades diversas, legais e institucionais.

Importa que o direito de elegibilidade à aplicação de tarifas sociais seja determinado exclusivamente pelas condições socioeconómicas dos consumidores. A reflexão que a ERSE pretende promover deverá ter por objectivo definir a necessidade de medidas de protecção dos consumidores mais vulneráveis e a concretização das formas de melhor garantir o acesso destes consumidores ao serviço de fornecimento de energia eléctrica, deverá ainda estudar e caracterizar o âmbito dos consumidores para quem estas medidas devem ser orientadas. A abrangência destas medidas de protecção dos consumidores pode ser grande, tendo-se por exemplo na área das disposições de natureza comercial: informação dedicada, formas de contacto e de pagamento diferenciadas, assistência na gestão dos encargos familiares, especial protecção contra variações bruscas de preços, tipo de serviços orientados, ajuda e informação na área da utilização racional de energia e de soluções mais eficientes, não interrupção no período de Inverno, entre outras.

II/H - NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS

No que concerne a opção tetra-horária introduzida nos fornecimentos em BTE (em MT na RAA e na RAM) importa clarificar que esta substitui a opção tri-horária, não sendo mantida a tarifa tri-horária. No entanto, em relação à sugestão do CT no n.º 5 do ponto II/H1 do parecer (que propõe a distribuição dos consumos de vazio em vazio normal e super vazio através de factores teóricos) importa referir que o Regulamento Tarifário já prevê, no artigo 1.º do Anexo, uma regra de facturação transitória aplicável às referidas situações em que o contador não permita a facturação discriminada nos dois períodos de vazio. Conjugando as preocupações demonstradas pelo CT com os procedimentos já determinados no Regulamento Tarifário, a ERSE considera que:

- Por motivos de coerência com os fornecimentos em BTE e de simplicidade de aplicação da regra de facturação, esta facturação transitória dos períodos de vazio nas tarifas de MT nas Regiões Autónomas deve ser idêntica à determinada de acordo com o Artigo 1.º do Anexo.
- A interpretação do artigo 1.º do Anexo do Regulamento Tarifário deve estender a aplicação da regra transitória de facturação aos casos em que o contador não tenha que ser substituído mas sim adaptado ou reprogramado.

A criação da opção tarifária tri-horária para consumidores em $BTN \leq 20,7$ kVA visa transmitir sinais preço mais adequados, possibilitar a redução da factura de electricidade paga pelos consumidores, dinamizar o relacionamento comercial e tirar o maior partido dos equipamentos de contagem que estão a ser instalados e que já permitem a leitura de três períodos horários. A diferenciação de preços é positiva, pois permite que os consumidores tenham um produto mais adequado às suas necessidades de consumo.

Partilhando a preocupação do CT, a ERSE irá acompanhar a introdução das novas opções tarifárias com a disponibilização de informação e de ferramentas interactivas que permitam uma tomada de decisão consciente e eficiente por parte dos consumidores de energia eléctrica.

A adequação dos períodos horários tem sido sempre uma das preocupações da ERSE, tendo em 2005 procedido a um estudo sobre localização de períodos horários, procurando aumentar a eficiência económica e maximizando-se a aderência entre os pagamentos e os custos causados.

Regista-se com agrado que a ERSE e o CT partilham a mesma preocupação no que concerne a localização dos períodos horários, que conduziu a um novo estudo sobre a localização de períodos horários.

O CT levantou ainda a questão da definição dos prazos e condições sobre i) a substituição dos contadores em BTN (quando estes não permitam a aplicação da opção tarifária escolhida pelo consumidor); ii) a adaptação, reprogramação ou substituição dos contadores em BTE (e em MT na RAA

e na RAM) para aplicação das novas tarifas tetra-horárias; iii) e a substituição ou reprogramação dos contadores para adaptação aos novos horários do ciclo diário.

Na proposta de alteração dos regulamentos do sector eléctrico de 2008 foi salientada a intenção da ERSE em não provocar uma substituição em massa dos contadores na sequência da criação de novas opções tarifárias (quer a extensão da tarifa tri-horária até BTN no escalão de 3,45 kVA quer a passagem das tarifas de BTE para tetra-horárias).

De facto, importa assegurar que, quer os custos, quer os recursos envolvidos sejam justificados pelos benefícios esperados para o agregado dos consumidores. Esta afirmação deve ainda ser contextualizada com o Plano de Harmonização Regulatória, assinado pelos Governos de Portugal e Espanha (no âmbito do MIBEL), o qual prevê a substituição integral dos contadores de energia eléctrica, de modo a serem integrados num sistema de telecontagem. Assim considera-se que os investimentos em contadores, activo fundamental ao exercício da actividade de distribuição, deverão ser efectuados no quadro do normal exercício da actividade dos operadores de rede.

Importa acrescentar que, como já acontece com as opções tarifárias existentes previamente à alteração regulamentar de 2008, cada consumidor tem o direito de escolha pela opção tarifária aplicável ao seu caso, dentro das disponíveis segundo o Regulamento Tarifário. Os operadores de rede deverão, dentro dos padrões normais de diligência e de bom desempenho da sua actividade, fornecer e instalar o equipamento de contagem consentâneo com a opção do cliente.

A informação dos consumidores através de ferramentas e canais eficazes, sobre as novas opções tarifárias, deverá ajudar a controlar efeitos indesejáveis de aderência em massa de consumidores às novas opções tarifárias apenas por um fenómeno de contágio e não de consciência informada.

Relativamente à adaptação dos contadores existentes quer à aplicação de tarifas tetra-horárias em BTE (em MT na RAA e na RAM) quer aos novos horários do ciclo diário, trata-se claramente de um caso de intervenção extraordinária e concentrada no tempo. A adaptação dos contadores (incluindo quaisquer formas de intervenção no contador até, no limite, a sua substituição) deverá ser feita de modo tão célere quanto possível, garantido os requisitos de fiabilidade do sistema global de recolha de dados de consumo.

Considerando as observações do CT a este respeito, a ERSE deve reconhecer que os procedimentos extraordinários determinados pelas alterações regulamentares referidas podem conduzir a um período de adaptação dos sistemas de medida e sistemas comerciais. Assim, a ERSE considerou a definição de um regime transitório de aplicação aos consumidores que não tenham o seu contador correctamente adaptado desde o dia 1 de Janeiro de 2009.

Finalmente, o CT mostrou preocupação com os eventuais efeitos inesperados da aplicação da nova tarifa tri-horária a consumidores que não façam uma gestão cuidada do seu consumo (podendo estes ver agravada a sua factura caso o seu consumo incida no período de ponta).

Reconhecendo que as alterações nas opções tarifárias e nos períodos horários do ciclo diário afectam segmentos de consumidores menos informados e representam matérias de difícil apreensão pelos consumidores, a ERSE desenvolverá uma campanha informativa junto desses consumidores no sentido de divulgar as novas potencialidades do sistema tarifário e os benefícios que os consumidores podem obter para si e para o sistema eléctrico caso consigam reagir aos sinais preço mais complexos (tarifa bi-horária e tarifa tri-horária). Esta campanha deverá evidentemente ser um complemento da actividade de informação e esclarecimento que os comercializadores de último recurso e os restantes comercializadores já exercem e que, por certo, não ignorará as novas opções tarifárias.

III – NOVOS PERÍODOS HORÁRIOS

O CT chamou a atenção da ERSE para o facto de alguns contadores (electromecânicos) em BTN, no Continente, não permitirem a utilização de um ciclo de contagem diário como o proposto. Nesse sentido, e atendendo ainda às sugestões apresentadas pelo CT, definiu-se um regime transitório aplicável a estes consumidores até ao momento em que tenham um contador com capacidade para aplicar o novo ciclo diário.

Relativamente à aplicação do novo ciclo diário a clientes em MT, foi referido pelo CT que seria desejável não alterar o ciclo. Na verdade, foi assumida pela ERSE a intenção de colocar à discussão pública, no futuro, a extinção do ciclo diário nos fornecimentos em MT, AT e MAT, em virtude da sua menos boa aderência à estrutura de custos de redes e de energia associados a estes fornecimentos. Tendo esta questão em mente, o CT argumenta não ser desejável alterar agora o ciclo diário para estes clientes (com os respectivos custos que a operação acarreta) para depois vir a extinguir o ciclo e obrigar os mesmos consumidores a adaptarem-se ao ciclo semanal.

Assim, a ERSE alterou apenas o ciclo diário aplicável aos clientes em BT, permanecendo o ciclo diário aplicável aos clientes de NT igual ao que se encontrava em vigor em 2008.

IIIJ – EFEITOS DA APLICAÇÃO DA LEI N.º 12/2008

A posição da ERSE relativamente à aplicação da Lei 12/2008 consta do comunicado de 23 de Maio de 2008 segundo o qual *“No sector eléctrico, o valor líquido dos activos correspondentes aos contadores que deixará de ser considerado no cálculo das tarifas ascende a cerca de 111 milhões de euros. Esta alteração será reflectida no próximo processo de fixação de tarifas, considerando-se o seu efeito a partir da data de entrada em vigor da Lei n.º 12/2008 (26 de Maio de 2008).*

Os valores anteriormente indicados serão certificados por entidades independentes de reconhecida idoneidade, de forma a assegurar todo o rigor no apuramento dos valores a excluir das bases de activos das empresas reguladas.”

Relativamente aos custos associados à periodicidade de facturação e de leituras e outros custos associados à implementação da Lei 12/2008 na definição dos proveitos para 2009 e dos parâmetros para 2010 e 2011 os mesmos foram considerados tendo em conta as previsões da empresa, uma vez que as componentes “Z” previstas no Regulamento Tarifário devem ser utilizadas apenas para cobrir custos incorridos por iniciativa do regulador e que não tenham sido previstos para o período de regulação, pelo que estes custos não se encaixam nesta categoria, uma vez que os mesmos são passíveis de previsão antes do novo período de regulação.

Os custos que a empresa incorrer em 2008 devido à aplicação de Lei 12/2008, uma vez que resultam de uma imposição legal de 2008 e por conseguinte não eram passíveis de previsão, serão considerados em 2010, no cálculo dos ajustamentos referentes a 2008 com base em valores reais, devidamente justificados e acrescidos de juros.

ANEXO – CUSTO DE CAPITAL

A. ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

A maior parte dos comentários do Conselho Tarifário (CT), relativos aos valores propostos para o custo de capital das actividades reguladas, podem ser generalizados às várias actividades para as quais foi definido este parâmetro. Assim, muitos dos comentários do CT serão respondidos neste ponto.

Os comentários podem ser agregados consoante têm implícito que a definição do custo de capital pela ERSE sobrestima ou subestima o valor do custo de capital. Registe-se que o primeiro grupo de comentários está quase integralmente incluído no parecer do CT, enquanto o segundo grupo encontra-se em diferentes declarações de voto.

I. SOBRESTIMAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL DA REN, SA

RISCO REGULATÓRIO

O CT no seu parecer afirma que o risco regulatório é um risco específico da empresa, irrelevante para um investidor com uma carteira perfeitamente diversificada.

Neste contexto importa clarificar o CT quanto ao conceito de risco regulatório. Num texto publicado pela ERSE¹⁹, o conceito de risco regulatório é definido do seguinte modo:

“(...) o aumento do risco regulatório traduzir-se-á no aumento do custo de capital: o accionista para estar disposto a investir na empresa exigirá um retorno esperado superior. De seguida desenvolver-se-á este conceito.

O risco regulatório surge então quando:

- 1) A aplicação de regras regulatórias não permite às empresas responderem a choques externos.*
- 2) Se verifica imprevisibilidade das acções das entidades reguladoras.*

¹⁹ “Reflexão sobre o cálculo do custo de capital para as empresas reguladas”, em A Regulação da Energia em Portugal 2002-2007, 2008

O último caso integra-se no risco específico da empresa. A imprevisibilidade das acções das entidades reguladoras tem implicações na rendibilidade das empresas reguladas. Contudo, esta rendibilidade não varia conjuntamente com a remuneração do conjunto do mercado. Logo, como o risco é analisado na óptica do accionista, este, ao diversificar as suas aplicações, diminui o risco específico associado à regulação²⁰. (...)

Pelo contrário, o primeiro tipo de risco regulatório não pode ser diminuído com a diversificação dos investimentos, integrando-se no risco sistemático da empresa. Observando os efeitos nos custos das empresas decorrentes de “choques externos”, o risco de uma empresa regulada por preços ou por proveitos máximos²¹ é maior do que o risco de uma empresa não regulada, sendo igualmente maior do que o risco de uma empresa regulada por custos aceites, porque não podem repercutir nos preços o aumento de risco. Essa diferença de risco é diminuída com a aceitação de custos decorrentes de “choques externos” como, por exemplo, a inflação.

Quando os choques externos têm implicações na procura o efeito é inverso. Registe-se que a diferença entre o risco das empresas reguladas e não reguladas diminui com o aumento do preço²². Contudo, a regulação por incentivos limita, total ou parcialmente, a capacidade da empresa em aumentar os preços”.

MATURIDADE DO ACTIVO COM RISCO

O CT no seu parecer propõe que se considere como maturidade para o activo sem risco, o curto prazo em lugar dos 10 anos das OT, tendo em conta que “o activo que melhor se adequa ao risco das taxas de juro reguladas (...) será a de um activo sem risco de curto prazo”, que, no caso presente, variará numa base anual.

A associação do conceito de taxa de juro sem risco e de custo de oportunidade feita pelo CT não é a mais a mais correcta. Recorde-se que o âmbito de definição do custo de capital é mais vasto do que o do custo de capital próprio e, conseqüentemente, ultrapassa o âmbito dos potenciais investidores nos títulos das empresas reguladas. Deste modo, a ênfase deverá ser dada à política de financiamento das empresas. Estas financiam os seus investimentos recorrendo a capital próprio e a capital alheio. As boas práticas financeiras aconselham a que os investimentos sejam financiados com recurso a meios financeiros com maturidades próximas dos períodos de vida útil dos investimentos. Assim, o facto do activo sem risco considerado no cálculo do custo de capital ter uma maturidade de longo prazo que reflecte o período de vida útil médio de um activo das empresas reguladas, sendo igualmente um

²⁰ Mesmo na regulação por incentivos, o risco regulatório (que aparece antes da determinação dos parâmetros regulatórios) é, tendo em conta a experiência das empresas e o processo de audição destas, relativamente conhecido e diversificável

²¹ S. Wright, R. Mason e D. Miles (2003), A study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities

²² S. Wright, R. Mason e D. Miles (2003), A study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities

incentivo para que os investidores mantenham o seu investimento durante este período. Deste modo, a taxa de juro sem risco deverá ter uma maturidade de longo prazo.

CONSIDERAÇÃO DOS BOLETINS DE ANÁLISE DOS BANCOS DE INVESTIMENTO

No que diz respeito à consideração dos boletins de análise dos bancos de investimento na definição do custo de capital sugerida no parecer do CT, importa sublinhar que os boletins desses bancos podem apresentar resultados bastante dispares quanto ao valor das empresas e ao custo de capital subjacente. Este facto decorre da avaliação aos activos feito por estas entidades aplicar metodologias muito diferentes (DCF, EV/EBITDA, etc.) e muito dependentes dos pressupostos assumidos quanto às evoluções futuras das actividades dos activos em análise. Por outro lado, os bancos de investimentos, sendo agentes de mercado, não são totalmente indiferentes à taxa de remuneração definida para qualquer activo que esteja directa ou indirectamente cotado em bolsa. Em casos em que os bancos de investimento são importantes accionistas, a definição de um baixo custo de capital terá como efeito um aumento do valor da empresa, resultando num evidente benefício para o detentor da acção, e, neste caso, para o próprio banco de investimento que divulga este tipo de informação.

II. SUBESTIMAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL DA REN

PRÉMIO DE RISCO DO MERCADO

A opção metodológica seguida pela ERSE na definição deste parâmetro, bem como o valor assumido, é posto em causa pelas diferentes empresas. Nesta crítica, apontam para valores situados entre 400 e 600 p.b., que em média são superiores ao intervalo apresentado pela ERSE.

Importa registar que a ERSE tem procurado recorrer a literatura científica para definição deste parâmetro. Esta opção justifica-se não só por uma questão de rigor metodológico, como também por entender que os analistas financeiros, integrados em grupos financeiros directa ou indirectamente envolvidos nos mercados financeiros, não são forçosamente isentos na definição do custo de capital.

Sem querer elencar de novo as razões que orientaram a decisão da ERSE na definição deste parâmetro, importa referir que a literatura relativa a este tema assume que o prémio de risco do capital próprio é substancialmente mais baixo do que os valores baseados nas médias de séries históricas parcelares, que foram apresentadas por vários autores até ao final da década de 90 do século passado. Assim, a teoria económica justificaria prémios de risco do capital próprio até 3%, enquanto alguns estudos publicados no final da década passada apontavam para prémio de risco acima de 6%. Esta diferença é chamada de *puzzle* do prémio de risco. Várias razões justificam esta diferença, sendo que uma delas, comumente aceite, refere a existência de uma bolha especulativa nos mercados internacionais, que

terá atingido o seu ponto máximo em meados dos anos 90 do século XX. Assim, os valores que serviram de referência à ERSE nos primeiros períodos regulatórios resultam de séries que incorporavam a bolha especulativa.

Os estudos mais recentes relativos ao prémio de risco do capital próprio, baseados em séries históricas com dados mais recentes, apontam para valores substancialmente mais baixos do que os apresentados na década passada. Encontra-se neste contexto o estudo de “The Worldwide Equity Premium: a smaller puzzle”²³, referido por diversas empresas nas suas declarações de voto, e que serve de base para os valores apresentados pela ERSE.

Por outro lado, em várias declarações de voto é por diversas vezes referido que a média geométrica é o melhor estimador para o prémio de risco esperado. Porém, no estudo “The Worldwide Equity Premium: a smaller puzzle”, refere-se que a média aritmética é um bom estimador desde que as séries sejam estacionárias, caso contrário (como se verificou em vários mercados em certos períodos) a interpretação desta média é bastante difícil. O exemplo dado neste estudo é paradigmático: num período de extrema volatilidade no qual se verifica um aumento de 900%, seguido de um decréscimo de 90%, a média aritmética resultante, de 495%, muito dificilmente poderia ser utilizada para extrapolar qualquer variação posterior do prémio de risco.

Assim, a ERSE reitera que para séries com alguma volatilidade, como a que caracteriza a série do prémio de risco do capital próprio, o recurso a uma média geométrica é a opção mais consistente.

ESTRUTURA DA DÍVIDA

As dúvidas levantadas neste ponto quanto à metodologia seguida pela ERSE assentam nas seguintes constatações:

- Para a determinação do WACC, o rácio entre a dívida e o capital próprio deverá ser definido com base nos valores de mercado da dívida e da empresa.
- As empresas que desenvolvem as actividades reguladas (REN, SA, EDP Distribuição, EEM, EDA) não estão cotadas em bolsa.

Neste quadro, existem duas formas de definição da estrutura de capital: ou se define uma estrutura de capital teórica ou se define a estrutura de capital com base em dados contabilísticos. A ERSE optou pela segunda opção.

A utilização de uma estrutura teórica poder-se-á efectuar com base na análise de empresas semelhantes ou na definição de uma estrutura de capital que minimize o custo de capital da empresa. A ERSE

²³ Dimson, E., Marsh, P e Staunton, M, The Worldwide Equity Premium: a smaller puzzle, 2006.

considera a sua solução mais ajustada na perspectiva dos consumidores. Neste caso, as empresas beneficiariam de uma estrutura de capital de referência menos endividada, logo de um custo de capital mais elevado, o que incentivaria as empresas a endividarem-se mais, beneficiando os accionistas do diferencial entre o custo de capital de referência e o custo real.

Considerando que os riscos de insolvabilidade são muito pequenos em empresas com monopólios naturais e reguladas, alguns reguladores europeus definem uma estrutura de capital teórica bastante alavancada de modo a potenciar a diminuição do custo de capital das empresas e, deste modo, beneficiarem os consumidores.

Porém, no quadro teórico referido anteriormente, isto é, considerando-se a estrutura de capital neutra até um determinado montante para o valor da empresa, optou-se por definir o custo de capital com base na estrutura de capital observada e não a um qualquer valor teórico. A ERSE tem presente que o recurso a dados contabilísticos não reflecte da melhor forma a estrutura de capital de uma empresa. Porém, como estas empresas não são cotadas em bolsa, julga-se que o cálculo da estrutura de capital deste modo é uma boa aproximação.

Por outro lado, muitos trabalhos empíricos apresentam uma relação positiva entre as condicionantes estruturais da indústria e o seu nível de endividamento. Assim, são as próprias empresas que, no quadro das suas condicionantes estruturais, definirão naturalmente a estrutura de capital que lhes é mais benéfica e que lhes diminui o seu custo de capital.

No caso particular da actividade de transporte, a proposta alternativa da REN, SA, que passa pela consideração da estrutura de capital do grupo REN, SGPS, com base no seu valor de mercado afigura-se não ser a mais adequada. Em primeiro lugar, porque a estrutura de capital do grupo REN, SGPS reflecte não só as necessidades das actividades relacionadas com o sector eléctrico, como também as necessidades das actividades relacionadas com o sector do gás natural e que têm grande importância neste grupo. Em segundo lugar, face à grande volatilidade, e queda, observada nas cotações bolsistas, a consideração de valor de mercado da REN SGPS apresenta dificuldades de previsão.

Foi a consideração destas evidências que orientou a ERSE na metodologia seguida.

PRÉMIO DA DÍVIDA

O prémio da dívida definido pela ERSE no custo de capital da REN, SA, é outro dos pontos sujeitos a comentários na declaração de voto da REN, SA.

O prémio da dívida calculado pela ERSE para a REN, SA teve por base os últimos dados disponíveis e facultados pela própria REN, SA em Agosto de 2008 e relativos, não só aos seus custos de financiamento verificados, como também aos custos de financiamento que a REN, SA previa para o

curto e médio prazos. A disponibilização destes dados ocorreu posteriormente ao envio em Junho de 2008 das contas previsionais da REN, SA. Foram estes dados que levaram a REN a definir um prémio de risco mais baixo do que no anterior período regulatório.

A ERSE não tinha qualquer outra indicação fornecida pela REN, SA ou por outra fonte para a definição do prémio da dívida aquando dos cálculos finais do custo de capital em Setembro de 2008.

B. ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A maior parte dos comentários do Conselho Tarifário (CT), relativos aos valores propostos para o custo de capital das actividades reguladas podem ser alargados às várias actividades para as quais foi definido este parâmetro. Assim, muitas das respostas aos comentários do CT já foram efectuados nas respostas aos comentários relativas à actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

Como no caso da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, os comentários podem ser agregados consoante têm implícito que a definição do custo de capital pela ERSE sobrestima ou subestima o valor do custo de capital. Importaria também lembrar as linhas de orientação seguidas pela ERSE na definição do custo de capital. Porém, como as linhas de orientação seguidas na definição do custo de capital são comuns às diferentes actividades reguladas, no que diz respeito a este ponto remete-se para as respostas aos comentários relativas à actividade de transporte.

RISCO REGULATÓRIO

Este ponto já foi respondido na actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

MATURIDADE DO ACTIVO COM RISCO

Este ponto já foi respondido na actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

CONSIDERAÇÃO DE UM ÍNDICE DE MERCADO QUE REFLECTA O MERCADO EUROPEU NA DEFINIÇÃO DO BETA

O CT sugere testar a estimativa do beta utilizando um “índice de mercado de capitais europeus”, o que se entende por um índice que reflecta um mercado financeiro relevante mais amplo do que o nacional.

No documento “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2009 a 2011” refere-se que este exercício foi efectuado no caso da EDP para os seguintes índices internacionais: Ibex, CAC 40, DAX, Footsie 100 e S&P 500. Este exercício não foi alargado à REN por a percentagem de capital próprio detido nesta empresa por estrangeiros não ser significativa.

No caso da EDP, nenhuma estimativa foi escolhida em detrimento da estimativa resultando do PSI 20, pelos seguintes motivos:

- Todas as estimativas do beta eram menos significativas do que no caso do índice PSI 20.
- O beta da EDP face aos restantes índices europeus é de 0,5. Este valor é mais baixo do que o que geralmente é observado em *Utilities* verticalmente integradas, onde a grande maioria dos negócios é desenvolvida em ambiente de mercado (as *Utilities* espanholas, semelhantes mas menos endividadas, apresentam betas entre 0,65 e 1,15).
- Supondo que o mercado relevante é mais vasto do que o mercado nacional, é difícil definir qual o mercado mais adequado do que o nacional.

Foi por este último motivo que se procurou encontrar um índice compósito de mercados bolsistas que pudesse definir o beta. Contudo, este exercício não apresentou um resultado significativo em termos estatísticos.

Neste contexto, considera-se que apesar da EDP ter um peso importante no PSI 20, o que poderá criar alguns problemas de endogeneidade, as consequências negativas daí decorrentes são menores do que as que poderiam decorrer da aplicação de qualquer metodologia alternativa.

DEFINIÇÃO DO RISCO DE CADA ACTIVIDADE COM BASE NO DESVIO-PADRÃO DAS RENDIBILIDADES OPERACIONAIS

O comentário do CT quanto à utilização do desvio-padrão das rendibilidades operacionais do activo para definir o risco das actividades é interessante, mas parte de uma base errada. O desvio-padrão das rendibilidades operacionais não foi utilizado para definir o risco das actividades, mas para hierarquizar o risco das diferentes actividades entre si, tendo em conta o valor médio definido para o grupo EDP. Sempre que possível este exercício foi complementado com o recurso a *benchmarking*.

Quanto à referência ao défice feita pelo CT, esclarece-se que a EDP Distribuição não tem défice tarifário.

CONSIDERAÇÃO DOS BOLETINS DE ANÁLISE DOS BANCOS DE INVESTIMENTO

Este ponto já foi respondido na actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

C. EEM

Apenas os comentários da declaração de voto serão respondidos, tendo em conta que os comentários relativos ao parecer do CT, relativos à subestimação do beta, já foram tratados.

ESTRUTURA DA DÍVIDA

Este ponto já foi respondido na actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

PRÉMIO DA DÍVIDA

Este ponto já foi respondido na actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

DEFINIÇÃO DO BETA DA EEM

A EEM defende que se deveria ter considerado na definição do beta da EDP Distribuição empresas comparáveis. Porém, lembra-se que não existem na Europa empresas cotadas em bolsa que sejam unicamente distribuidoras de energia eléctrica. Deste modo, qualquer benchmarking revestir-se-ia de um carácter consistente.

CONSIDERAÇÃO DAS ESPECIFICIDADES INSULARES DAS EMPRESAS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A consideração das especificidades das Regiões Autónomas (RA) é um exercício complexo, que pode não produzir os resultados esperados.

Assim, importa lembrar que os Governos regionais têm um peso importante nas estruturas de capitais das empresas das RA. Não se pode comparar o risco de negócio de empresas que desenvolvem as suas actividades em situações equivalentes em termos geográficos e dimensão, mas em regime de mercado, com as empresas das RA.

A garantia dada pela presença do Estado na estrutura de capital destas empresas, num quadro de ausência de concorrência, conjuntamente com a estabilidade da regulação que lhes é aplicada poderão explicar que as empresas das RA obtenham *spreads* nas suas dívidas comparáveis com as empresas do Continente, apesar de serem mais endividadas e sujeitas a maiores condicionantes técnicas.

Registe-se aliás que estas empresas beneficiam de se lhes aplicar um custo de capital com base na estrutura de capital, menos endividada, observada nas empresas do Continente.

D. ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

No seu parecer, o CT defende que a taxa WACC não deveria ser aplicada à necessidade financiamento de curto prazo da EDP, SU. O activo regulatório inclui todo o activo necessário às empresas para exercerem as suas actividades, incorporando igualmente os activos circulantes. Por outro lado, as necessidades de financiamento associadas à actividade da EDP, SU têm um carácter quase

permanente. Assim, o fundo maneio está naturalmente integrado no activo regulado, devendo-lhe ser aplicado a taxa definida através do WACC.

E. COMENTÁRIOS QUE TÊM IMPLÍCITO QUE O CUSTO DE CAPITAL PROPOSTO ESTÁ SUBESTIMADO

Remetem-se os comentários que têm implícito que o custo de capital se encontra subestimado para a leitura dos pontos Estrutura e Prémio da dívida já foram respondidos na actividade de Transporte de Energia Eléctrica.