

**TARIFAS E PREÇOS
PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2012
E
PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE
REGULAÇÃO 2012-2014**

dezembro 2011

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 Regulamentares em 2012.....	1
0.2	Evolução das tarifas para a energia elétrica em 2012 e dos preços dos serviços regulados	3
0.3	Principais determinantes da variação dos proveitos.....	8
0.3.1	Pressupostos Financeiros	8
0.3.2	Custos de aprovisionamento de energia do Comercializador de último recurso.....	10
0.3.3	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados	12
0.3.3.1	Sobrecusto de Produção em Regime Especial	16
0.3.3.2	Custos para a manutenção do equilíbrio contratual.....	17
0.3.3.3	Diferencial de custo do agente comercial	18
0.3.3.4	Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.....	18
0.3.4	Amortizações e juros da dívida tarifária	19
0.3.5	Procura de energia elétrica	20
0.3.6	Proveitos permitidos por atividade em 2012	22
0.4	Parâmetros para o período de regulação 2012-2014	24
1	INTRODUÇÃO	31
2	ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SECTORIAL.....	33
2.1	Economia mundial	33
2.2	Economia portuguesa	33
2.3	Enquadramento sectorial	35
3	PROVEITOS PERMITIDOS	37
3.1	Proveitos permitidos a recuperar em 2012	42
3.2	Proveitos de energia e comercialização	47
3.3	Proveitos da UGS	63
3.3.1	Custos de gestão do sistema.....	65
3.3.2	Interruptibilidade	65
3.3.3	Taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico.....	66
3.3.4	Custos com garantia de potência.....	67
3.3.5	Mecanismo da Correção de Hidraulicidade	67
3.3.6	Desconto por aplicação da tarifa social	68
3.3.7	Diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em NT (MAT, AT e MT) e BTE e o sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória	69
3.3.8	Alisamento dos custos com a PRE	70
3.3.9	Custos de interesse económico geral e estabilidade tarifária.....	72
3.3.10	Outros custos	76
3.3.11	Evolução do Sobrecusto da PRE	77
3.3.12	Proveitos a recuperar nos próximos anos.....	79

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Índices

3.4	Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica	80
3.5	Proveitos do comercializador de último recurso	83
4	TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2012.....	87
4.1	Tarifas	87
4.2	Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT	91
4.2.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	91
4.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	93
4.2.2.1	Tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte aplicáveis às entradas na RNT e na RND.....	93
4.2.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT	93
4.3	Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição	95
4.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	95
4.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	98
4.3.3	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	100
4.4	Tarifas por atividade do Comercializador de último recurso	103
4.4.1	Tarifa de Energia.....	103
4.4.2	Tarifas de Comercialização.....	104
4.5	Tarifas de Acesso às Redes	105
4.6	Tarifas de Acesso às Redes da Mobilidade Elétrica.....	108
4.7	Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em BTN	109
4.7.1	Aditividade tarifária.....	109
4.7.2	Fornecimentos de Iluminação Pública no Continente.....	110
4.7.3	Tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN a vigorarem em 2012	110
4.8	Tarifas de Venda a Clientes Finais Transitórias em Portugal continental.....	112
4.9	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	115
4.9.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2012.....	116
4.10	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	118
4.10.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2012.....	119
4.11	Tarifa Social	121
4.11.1	Tarifa Social de Acesso às Redes a vigorar em 2012	124
4.11.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso a vigorarem em 2012	125
5	PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS.....	129
5.1	Parâmetros a vigorar em 2012.....	129
5.2	Valores mensais a transferir pela REN	135
5.2.1	Transferências para a Região Autónoma dos Açores	135
5.2.2	Transferências para a Região Autónoma da Madeira	136
5.2.3	Transferências para os centros electroprodutores	138

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Índices

5.3	Valores mensais a transferir pela EDP Distribuição	140
5.4	Amortização e juros da dívida tarifária.....	144
5.5	Ajustamentos tarifários de 2010 e 2011.....	145
6	PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS	149
6.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais	149
6.1.1	Enquadramento regulamentar.....	149
6.1.2	Propostas das empresas.....	149
6.1.2.1	Preços de leitura extraordinária	149
6.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	152
6.1.2.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	153
6.1.2.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	153
6.1.3	Preços para vigorarem em 2012.....	158
6.1.3.1	Preços de leitura extraordinária	160
6.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	163
6.1.3.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	164
6.1.3.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	164
6.2	Preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.....	171
6.2.1	Enquadramento regulamentar.....	171
6.2.2	Proposta das empresas	171
6.2.2.1	Verificação da qualidade da onda de tensão.....	171
6.2.2.2	Visita às instalações de clientes	175
6.2.2.3	Artigo 35.º - Avarias na Alimentação Individual dos Clientes.....	176
6.2.3	Valores para vigorarem em 2012.....	178
6.2.3.1	Monitorização da Onda Tensão.....	178
6.2.3.2	Visita às Instalações de Clientes (Artigo 34.º do RQS)	181
6.2.3.3	Avarias na Alimentação Individual do Cliente (Artigo 35.º do RQS)	182
7	ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES DA ERSE	185
7.1	Impacte no preço médio das tarifas por atividade	185
7.1.1	Evolução do preço médio das tarifas por atividade entre 2011 e 2012.....	185
7.1.2	Evolução das tarifas por atividade entre 1999 e 2012.....	190
7.2	Impacte no preço médio das tarifas de acesso às redes.....	193
7.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes entre 2011 e 2012	193
7.2.2	Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2012.....	200
7.2.3	Evolução das tarifas de Acesso às Redes entre 1999 e 2012	203
7.3	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso	205
7.3.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do comercializador de último recurso entre 2011 e 2012.....	205
7.3.2	Evolução do preço médio nas tarifas transitórias	208
7.3.3	Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2012.....	210
7.3.4	Evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais entre 1990 e 2012	213
7.4	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	215

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Índices

7.4.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 2011 e 2012.....	215
7.4.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 1990 e 2012.....	219
7.5	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	221
7.5.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 2011 e 2012.....	221
7.5.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 1990 e 2012	225
7.6	Análise da Convergência Tarifária	227
7.7	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, em 2012	229
7.7.1	Análise dos custos	229
7.7.2	Impactes tarifários dos custos de interesse económico geral em 2012	234
ANEXOS	237
ANEXO I SIGLAS	239
ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	245
ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014”	249
ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014”	289

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	4
Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores.....	4
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira.....	5
Quadro 0-4 - Impacte nas variações tarifárias globais da convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira	5
Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2012.....	6
Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental	7
Quadro 0-7 - Pressupostos financeiros.....	9
Quadro 0-8 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2012	13
Quadro 0-9 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2012.....	19
Quadro 0-10 - Amortização e juros da dívida tarifária	20
Quadro 0-11 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas.....	21
Quadro 0-12 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição	22
Quadro 0-13 - Proveitos permitidos em Portugal continental, em 2012	23
Quadro 0-14 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas, em 2012.....	24
Quadro 0-15 - Fatores de eficiência associados ao mecanismo de custos incrementais para o período 2012-2014	27
Quadro 2-1 - Principais indicadores económicos.....	34
Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no sector elétrico	38
Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no sector elétrico (cont. I).....	39
Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no sector elétrico (cont. II).....	40
Quadro 3-4 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental	45
Quadro 3-5 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	46
Quadro 3-6 - Remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico	66
Quadro 3-7 - Custos com o mecanismo de garantia de potência (incentivo ao investimento).....	67
Quadro 3-8 - Valor máximo de referência para FCH	68
Quadro 3-9 - Tarifa social a pagar pelos titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário.....	69
Quadro 3-10 - Reclassificação da “Cogeração FER”.....	71
Quadro 3-11 - Ajustamentos de 2011 e 2011 a repercutir em tarifas de 2012.....	72
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas.....	88
Quadro 4-2 - 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	92
Quadro 4-3 - 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	

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Índices

aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT	92
Quadro 4-4 - 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.....	92
Quadro 4-5 - 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	92
Quadro 4-6 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND	93
Quadro 4-7 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2012	94
Quadro 4-8 - 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.....	94
Quadro 4-9 - 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.....	95
Quadro 4-10 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema.....	96
Quadro 4-11 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral) da tarifa de Uso Global do Sistema	97
Quadro 4-12 - Preços da parcela III (custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema.....	97
Quadro 4-13 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores de rede de distribuição	97
Quadro 4-14 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	98
Quadro 4-15 - Desagregação do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema.....	98
Quadro 4-16 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	99
Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	99
Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	100
Quadro 4-19 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2012.....	100
Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	101
Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	101
Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	102
Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	102
Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	103
Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	103
Quadro 4-26 - Preços da tarifa de Energia	104
Quadro 4-27 - Preços da tarifa de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	104

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Índices

Quadro 4-28 - Preços das tarifas de Comercialização transitórias aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE e das tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em BTN.....	105
Quadro 4-29 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2012.....	106
Quadro 4-30 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica a vigorarem em 2012.....	109
Quadro 4-31 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN a vigorarem em 2012	111
Quadro 4-32 - Preços das tarifas de venda transitórias a vigorarem em 2012	113
Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2012	116
Quadro 4-34 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2012.....	120
Quadro 4-35 - Número de beneficiários das prestações sociais (agosto de 2010).....	123
Quadro 4-36 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2012	125
Quadro 4-37 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2012 em Portugal continental.....	125
Quadro 4-38 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2012 na Região Autónoma dos Açores	126
Quadro 4-39 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2012 na Região Autónoma da Madeira	127
Quadro 5-1 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	135
Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA.....	136
Quadro 5-3 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	137
Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM	138
Quadro 5-5 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência e à tarifa social.....	139
Quadro 5-6 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal	140
Quadro 5-7 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português, para a Caixa Geral de Depósitos.....	141
Quadro 5-8 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de Aquisição de Energia Elétrica relativos aos anos de 2007 e de 2008	141
Quadro 5-9 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009	142
Quadro 5-10 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português referente à reposição gradual do montante diferido da reclassificação do sobrecusto da cogeração FER nos anos de 2009 a 2011	143
Quadro 5-11 - Transferências da EDP Distribuição para a REN referente ao diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC de 2010	143
Quadro 5-12 - Amortização e juros da dívida tarifária	144
Quadro 5-13 - Valor dos ajustamentos de 2010 e 2011 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading.....	146

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Índices

Quadro 5-14 - Valor dos ajustamentos de 2010 incluídos nos proveitos permitidos da REN	146
Quadro 5-15 - Valor dos ajustamentos de 2010 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição	147
Quadro 5-16 - Valor dos ajustamentos de 2010 e 2011 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal.....	147
Quadro 5-17 - Valor dos ajustamentos de 2010 incluídos nos proveitos permitidos de 2012 da EDA	148
Quadro 5-18 - Valor dos ajustamentos de 2010 incluídos nos proveitos permitidos de 2012 da EEM.....	148
Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição	150
Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2012	151
Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDA	151
Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EEM.....	152
Quadro 6-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta conjunta da EDP Serviço Universal, da EDA e da EEM	152
Quadro 6-6 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta conjunta da EDP Distribuição, da EDA e da EEM	153
Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta REN	154
Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDP Distribuição	155
Quadro 6-9 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDA	156
Quadro 6-10 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EEM.....	157
Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2012	161
Quadro 6-12 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2012	162
Quadro 6-13 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2012	163
Quadro 6-14 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2012 em Portugal continental, na RAA e na RAM.....	164
Quadro 6-15 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2012	164
Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT para 2012	165
Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2012 (AT, MT e BT).....	166
Quadro 6-18 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2012	168
Quadro 6-19 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2012.....	170
Quadro 6-20 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em MAT, AT e MT para 2012	172
Quadro 6-21 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em BT para 2012	173
Quadro 6-22 - Valores limite propostos pela EDP Distribuição (monitorização da qualidade da onda de tensão).....	174
Quadro 6-23 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2012.....	174

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Índices

Quadro 6-24 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EDA	175
Quadro 6-25 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EEM.....	175
Quadro 6-26 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EDA	176
Quadro 6-27 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EEM.....	176
Quadro 6-28 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EDA	177
Quadro 6-29 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EEM.....	178
Quadro 6-30 - Valores limite previstos no artigo 46.º do RQS para 2012 em Portugal continental (monitorização da onda de tensão).....	179
Quadro 6-31 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2012, na RAA (monitorização da onda de tensão).....	180
Quadro 6-32 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2012, na RAM (monitorização da onda de tensão).....	181
Quadro 6-33 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2012 (visita à instalação do cliente).....	182
Quadro 6-34 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2012 (visita à instalação do cliente).....	182
Quadro 6-35 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2012 na RAA (avarias na alimentação individual dos clientes).....	183
Quadro 6-36 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2012 na RAM (avarias na alimentação individual dos clientes).....	184
Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por atividade.....	191
Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes 2012/2011	193
Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão.....	204
Quadro 7-4 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do comercializador de último recurso 2012/2011.....	206
Quadro 7-5 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão.....	215
Quadro 7-6 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA.....	215
Quadro 7-7 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão	221
Quadro 7-8 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM.....	221
Quadro 7-9 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão	227
Quadro 7-10 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2012.....	232
Quadro 7-11 - Peso dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental em 2012.....	234

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Preço de futuros petróleo Brent entrega a 14 meses.....	11
Figura 0-2 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	14
Figura 0-3 - Evolução dos CIEG incluídos nas tarifas desde 1999	16
Figura 0-4 - Sobrecusto PRE por unidade produzida	17
Figura 0-5 - Metodologia de indexação na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	26
Figura 0-6 - Evolução dos custos de exploração da atividade de distribuição de energia elétrica (preços constantes de 2011)	29
Figura 2-1 - Taxas de variação	35
Figura 2-2 - Intensidade energética em Portugal continental	36
Figura 3-1 - Proveitos do sector elétrico	43
Figura 3-2 - Estrutura dos proveitos por sector por atividade	44
Figura 3-3 - Proveitos de energia e comercialização do CUR.....	47
Figura 3-4 - Energia e número de clientes	48
Figura 3-5 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema.....	48
Figura 3-6 - Preços mercado diário Portugal	49
Figura 3-7 - Preços mercado diário Espanha.....	50
Figura -3-8 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha.....	50
Figura 3-9 - Evolução do preço <i>spot</i> e dos mercados de futuros	51
Figura 3-10 - Evolução do preço médio <i>spot</i> e dos mercados de futuros	52
Figura 3-11 - Preços médios mensais energia elétrica Espanha e <i>Brent</i> (euros)	53
Figura 3-12 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica e <i>Brent</i> (euros)	54
Figura 3-13 - Energia transacionada por tecnologia	55
Figura 3-14 - Peso relativo das tecnologias com preços ofertados acima de 95% do preço de mercado MIBEL.....	56
Figura 3-15 - Satisfação do consumo referido à emissão.....	57
Figura 3-16 - Evolução preço Brent (EUR/bbl).....	58
Figura 3-17 - Evolução preço Brent (EUR/bbl).....	59
Figura 3-18 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t)	60
Figura 3-19 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t) base 100 2008.....	60
Figura 3-20 - Evolução preço futuros petróleo Brent entrega dezembro de 2012.....	61
Figura 3-21 - Diferencial da atividade de Comercialização resultante da extinção das tarifas reguladas para consumos em MAT, AT, MT (NT) e BTE	63
Figura 3-22 – Variação dos proveitos a recuperar com a UGS	64
Figura 3-23 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente.....	65
Figura 3-24 - Diferentes tecnologias da PRE e seu enquadramento legislativo.....	70
Figura 3-25 - Alisamento do sobrecusto da PRE	71
Figura 3-26 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia	73

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Índices

Figura 3-27 - Reposição do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS (CIEG).....	74
Figura 3-28 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	75
Figura 3-29 - Evolução do sobrecusto PRE (valores previstos para tarifas)	78
Figura 3-30 - Evolução do sobrecusto PRE (valores ocorridos).....	78
Figura 3-31 - Custo total com a aquisição a produtores em regime especial.....	79
Figura 3-32 - Proveitos a recuperar nos próximos anos	80
Figura 3-33 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição.....	81
Figura 3-34 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente	81
Figura 3-35 - Investimentos a custos técnicos da atividade de Transporte de Energia Elétrica	82
Figura 3-36 - Variação do proveito unitário da TVCF de 2010 para 2011	84
Figura 3-37 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis.....	84
Figura 3-38 - Fornecimentos do CUR	85
Figura 3-39 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF.....	86
Figura 3-40 - Decomposição da variação nos proveitos unitários	86
Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2012 da RAA.....	115
Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2012 da RAM	119
Figura 7-1 - Preço médio da tarifa de Energia 2012/2011	186
Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema 2012/2011	187
Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT 2012/2011	187
Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT 2012/2011	188
Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT 2012/2011.....	188
Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT 2012/2011	189
Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT 2012/2011.....	189
Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN 2012/2011	190
Figura 7-9 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2011).....	192
Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes 2012/2011.....	194
Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema 2012/2011.....	194
Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT 2012/2011.....	195
Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT 2012/2011.....	195
Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT 2012/2011.....	196
Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT 2012/2011.....	196
Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT 2012/2011.....	197

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Índices

Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT 2012/2011	197
Figura 7-18 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE 2012/2011	198
Figura 7-19 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE 2012/2011	198
Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN (c/IP) 2012/2011	199
Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN (c/IP) 2012/2011	199
Figura 7-22 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2012, decomposto por atividade	200
Figura 7-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2012	201
Figura 7-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2012 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade dos mercados	202
Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2012 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade dos mercados.....	202
Figura 7-26 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....	203
Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2011)	204
Figura 7-28 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do comercializador de último recurso 2012/2011.....	206
Figura 7-29 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA) 2012/2011	207
Figura 7-30 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN sem IP (\leq 20,7 kVA) 2012/2011	207
Figura 7-31 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em IP 2012/2011.....	208
Figura 7-32 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em MT 2012/2011	209
Figura 7-33 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTE 2012/2011.....	209
Figura 7-34 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2012.....	210
Figura 7-35 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2012.....	211
Figura 7-36 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2012, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade dos mercados.....	212
Figura 7-37 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2012, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade dos mercados.....	212
Figura 7-38 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes).....	214

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Índices

Figura 7-39 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2011)	214
Figura 7-40 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA	216
Figura 7-41 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA	217
Figura 7-42 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA	217
Figura 7-43 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAA..	218
Figura 7-44 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP (\leq 20,7 kVA) na RAA	218
Figura 7-45 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAA.....	219
Figura 7-46 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)	220
Figura 7-47 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2011).....	220
Figura 7-48 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM.....	222
Figura 7-49 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM.....	223
Figura 7-50 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM.....	223
Figura 7-51 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM	224
Figura 7-52 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP (\leq 20,7 kVA) na RAM.....	224
Figura 7-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAM	225
Figura 7-54 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes).....	226
Figura 7-55 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2011)	226
Figura 7-56 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2011 e 2012	228
Figura 7-57 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAA e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva estrutura de consumos	228
Figura 7-58 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAM e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva estrutura de consumos	229
Figura 7-59 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999..	233
Figura 7-60 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2012, decomposto por componente	235
Figura 7-61 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2012.....	235
Figura 7-62 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes	236
Figura 7-63 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes	236

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o período de regulação 2012-2014” fundamenta as tarifas e preços a vigorarem em 2012. Este documento integra os seguintes anexos: (i) “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”, (ii) “Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector elétrico em 2012” (iii) “Ajustamentos referentes a 2010 e 2011 a repercutir nas tarifas de 2012”, (iv) “Estrutura tarifária do Sector Elétrico em 2012” e (v). “Caracterização da procura de energia elétrica em 2012”.

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE submeteu a 17 de outubro de 2011, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer e, da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o período de regulação 2012-2014”. O Conselho Tarifário emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, a 16 de novembro. Os documentos que justificam a decisão final da ERSE são tornados públicos, nomeadamente através da sua página de internet, assim como o Parecer do Conselho Tarifário e a resposta da ERSE.

As tarifas ora aprovadas para 2012 em Portugal continental e nas Regiões Autónomas são as seguintes: (i) tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso, (ii) tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os comercializadores de energia elétrica pelo uso das redes de transporte e de distribuição e pelo uso global do sistema e, (iii) tarifas por Atividade Regulada (Uso Global do Sistema, Uso da rede de Transporte, Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT, Energia e Comercialização). Todos os consumidores podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica optando pelo mercado regulado ou pelo mercado liberalizado. No mercado regulado os preços praticados correspondem às tarifas de Venda a Clientes Finais aprovadas pela ERSE, calculadas somando as tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização. No mercado liberalizado os preços de fornecimento são negociados entre os consumidores e os comercializadores de energia elétrica, sendo que estes têm que internalizar nos preços praticados as tarifas reguladas de Acesso às Redes.

Para além dos preços das tarifas, são aprovados os preços dos serviços regulados, nomeadamente: (i) serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia, (ii) leitura extraordinária e (iii) quantia mínima a pagar em caso de mora.

0.1 ALTERAÇÕES REGULAMENTARES EM 2012

O início de um novo período de regulação em 2012 e a necessidade de incorporar alterações resultantes da experiência de aplicação dos regulamentos com o objetivo de melhorar a sua clareza e a eficácia e

internalizar as alterações legislativas entretanto ocorridas, procedeu-se em 2011 a uma revisão regulamentar que abrangeu o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento Tarifário (RT) e o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) do sector elétrico. Esta revisão regulamentar aprovada através do Regulamento n.º 5496/2011, de 19 de agosto, decorreu num contexto de alterações legislativas, nomeadamente a transposição da diretiva do mercado interno de energia elétrica para o enquadramento jurídico nacional, através do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho e a clarificação do calendário para a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 34/2011, de 1 de agosto.

Das várias matérias objeto de revisão salientam-se as seguintes:

- Introdução de preços de entrada na tarifa de Uso da Rede de Transporte a pagar pelos produtores de energia elétrica em regime ordinário e em regime especial, deixando assim esta tarifa de ser integralmente paga pelos consumidores;
- Mecanismo de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE, decorrido o período transitório até 31 de dezembro 2011.
- Simplificação da metodologia de cálculo dos custos de operação e manutenção da atividade de Transporte de Energia Elétrica.
- Incorporação das alterações decorrentes da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, relativa ao regime de interruptibilidade e das alterações decorrentes da Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, que aprovou um contrato de concessão atribuído à REN para exploração de uma zona piloto para o aproveitamento de energia a partir de ondas marítimas.
- Melhoria da metodologia de aplicação do *price-cap* da atividade de Distribuição de Energia Elétrica: tratamento diferenciado do OPEX e CAPEX e reanálise dos drivers de custos.
- Promoção da inovação nas redes, garantindo uma partilha equilibrada de risco entre as partes.
- Fixação da taxa para cálculo dos encargos ou proveitos financeiros associados ao saldo acumulado da conta de Correção de Hidraulicidade decorrente da extinção daquele mecanismo estabelecida pelo Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro.
- Alteração do mecanismo do aprovisionamento do CUR: (i) separação de funções de aquisição de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR e de aquisição da energia elétrica aos Produtores em Regime Especial (PRE) e (ii) mecanismo de aprovisionamento racional do CUR.
- Reforço da regulação por incentivos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica.
- Alteração da forma de regulação dos custos operacionais de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema das regiões autónomas de custos aceites para uma regulação por incentivos.

-
- Melhoria da metodologia de aplicação do *price-cap* da atividade de Distribuição e de Comercialização de Energia Elétrica nas regiões autónomas.
 - Alteração do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.

A presente documento de tarifas integra diversas alterações legislativas e regulamentares efetuadas durante 2011.

ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS OCORRIDAS EM 2011 COM IMPACTE NAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA

O documento de tarifas de energia elétrica para 2012 integra diversas decisões legislativas ocorridas em 2011, designadamente as aprovadas através (i) do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, que procede à transposição da diretiva do mercado interno de energia elétrica, (ii) da Resolução do Conselho de Ministros n.º 34/2011, de 1 de agosto, que procede à definição do calendário para a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, (iii) do Despacho n.º 13011/2011, de 29 de setembro, que determina o limite máximo de variação das tarifas sociais aplicáveis aos consumidores economicamente vulneráveis e (iv) do Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de novembro, que procede ao diferimento excecional para 2013 do ajustamento anual do montante da compensação referente a 2010, devido pela cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia.

0.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2012 E DOS PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES INTRODUZIDAS NAS TARIFAS

A proposta de tarifas de energia elétrica para 2012 integra as alterações decorrentes da revisão dos regulamentos do setor elétrico efetuada em 2011. De entre as alterações promovidas na revisão regulamentar, identificam-se aquelas com maior impacte na proposta de tarifas:

- Criação de uma componente de entrada na tarifa de uso da rede de transporte, aplicável aos produtores.
- Harmonização do conceito de BTE e BTN entre as Regiões Autónomas e Portugal Continental.
- Harmonização das opções tarifárias e escalões de potência contratada entre as Regiões Autónomas e o Continente.
- Eliminação das opções tarifárias dependentes do uso nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

- Definição de um referencial de convergência para as tarifas de venda a clientes finais em MT e BTE nos Açores e na Madeira.

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. Em Portugal continental a aplicação destas tarifas restringe-se aos fornecimentos em Baixa Tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA.

No Quadro 0-1 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN em Portugal continental.

Quadro 0-1 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental

	Variação 2012/2011
Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN	4,0%

A tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso observa uma variação de 2,3%. De acordo com o enquadramento da tarifa social poderão solicitar a aplicação desta tarifa os beneficiários do rendimento social de inserção, do complemento solidário para idosos, do subsídio social de desemprego, do primeiro escalão do abono de família e da pensão social de invalidez.

No Quadro 0-2 e no Quadro 0-3 apresentam-se as variações das tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	Variação 2012/2011
Clientes finais em MT	7,5%
Clientes finais em BTE	7,4%
Clientes finais em BTN	4,1%

Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	Variação 2012/2011
Clientes Finais em MT	8,2%
Clientes Finais em BTE	7,4%
Clientes Finais em BTN	4,1%

Com o processo de extinção gradual das tarifas reguladas de venda a clientes finais em Portugal continental, foi redefinido o referencial de convergência das tarifas nos Açores e na Madeira. Com efeito, à luz da legislação do setor elétrico, a convergência tarifária deve assegurar que nas Regiões Autónomas os consumidores pagam preços de energia elétrica análogos aos preços pagos pelos consumidores no Continente. Assim, o referencial de convergência tarifária passa a considerar os preços pagos pelos consumidores no mercado.

Em 2012, a convergência tarifária em preço médio entre as Regiões Autónomas e Portugal continental está assegurada para cada grupo tarifário (MT, BTE e BTN). Encontrando-se assegurada a convergência em preço médio por grupo tarifário, o mecanismo de convergência tarifária irá assegurar a progressiva convergência nos preços das diferentes variáveis de faturação.

O impacto do mecanismo de convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira observa-se por comparação das tarifas a vigorar em 2012 com as tarifas que seria necessário publicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos permitidos às respetivas empresas reguladas. Ou seja, caso não existissem pagamentos entre os consumidores do Continente e os consumidores dos Açores e da Madeira, seria necessário que as tarifas das Regiões Autónomas assegurassem a cobertura dos custos em cada área geográfica.

Quadro 0-4 - Impacte nas variações tarifárias globais da convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Região Autónoma dos Açores	97,8%	5,2%
Região Autónoma da Madeira	74,3%	5,3%

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de Acesso às Redes são pagas por todos os consumidores pela utilização das infraestruturas de redes. Estas tarifas estão incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso e nas tarifas dos comercializadores de mercado negociadas livremente com os

consumidores de energia elétrica. A variação das tarifas de Acesso às Redes (Quadro 0-5), em Portugal continental, é diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento.

Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2012

	Varição 2012/2011
Tarifas de Acesso às Redes	-0,4%
Acesso às Redes em MAT	19,5%
Acesso às Redes em AT	19,5%
Acesso às Redes em MT	16,0%
Acesso às Redes em BTE	16,0%
Acesso às Redes em BTN	-7,7%

A variação das tarifas de acesso às redes depende dos custos associados ao uso das redes de transporte e distribuição e dos custos incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema. Em virtude da alocação diferenciada de custos na tarifa de UGS, os impactos tarifários afetam de forma distinta os clientes em BTN e os restantes. Os primeiros observarão em 2012 uma redução da tarifa de acesso às redes, os segundos observarão um acréscimo.

Nas tarifas de acesso às redes incluem-se os custos com as infraestruturas de transporte e distribuição de energia elétrica bem como os sobrecustos da produção em regime especial, os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), os sobrecustos do Agente Comercial responsável pela gestão das centrais com CAE (Tejo Energia e Turbogás), os custos com os pagamentos de Garantia de Potência aos centros electroprodutores e os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas. As tarifas de acesso às redes incluem ainda os desvios (positivos ou negativos) de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em anos anteriores.

Em 2012, a evolução das tarifas de acesso as redes beneficia da recuperação dos sobrecustos da produção em regime especial num período quinquenal, no âmbito do Decreto-Lei n.º 78/2011, e do diferimento excepcional, para 2013, do ajustamento anual do montante da compensação referente a 2010 devido pela cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de Novembro.

TARIFAS POR ATIVIDADE EM PORTUGAL CONTINENTAL

As tarifas por atividade em Portugal continental permitem recuperar os proveitos permitidos em cada uma das atividades reguladas do sector elétrico. Estas tarifas integram de forma aditiva as tarifas de

Acesso às Redes e estão incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais. No Quadro 0-6 apresentam-se as variações das tarifas por atividade em Portugal continental.

Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental

	Variação 2012/2011
Tarifa de Energia	26,6%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-3,5%
Tarifas de Uso de Redes	
Uso da Rede de Transporte	-4,1%
Uso da Rede de Distribuição em AT	10,2%
Uso da Rede de Distribuição em MT	11,8%
Uso da Rede de Distribuição em BT	0,9%
Tarifas de Comercialização	-7,2%

O aumento pronunciado da tarifa de energia do comercializador de último recurso é contrabalançado com variações negativas ou moderadas nas atividades de acesso às redes e de comercialização. A redução global da tarifa de Uso Global do Sistema tem no entanto um impacto muito diferenciado por nível de tensão: a tarifa de UGS aumenta nos níveis de tensão de MAT, AT, MT e BTE e reduz-se em BTN.

No caso da tarifa de uso da rede de transporte, importa referir que a variação tarifária negativa se deve à criação da componente de entrada da tarifa, a pagar pelos produtores. As receitas recuperadas pela tarifa de uso da rede de transporte paga pelos consumidores são reduzidas no montante da componente paga pelos produtores.

PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

Nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais (RRC), a ERSE aprova o preço da leitura extraordinária, da quantia mínima a pagar em caso de mora, da ativação do fornecimento a instalações eventuais e dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

Seguindo a recomendação do Conselho Tarifário constante do seu Parecer ao documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2011” que refere a necessidade dos preços fixados para a prestação de alguns serviços regulados apresentarem uma maior aderência aos custos reais, a ERSE aprovou os preços dos serviços regulados para 2012 de acordo com os seguintes critérios:

- Os preços aplicáveis a instalações em BTE, MT, AT e MAT refletem os custos da prestação dos serviços, verificando-se variações (aumentos e reduções) significativas em alguns preços do serviço de leitura extraordinária e dos serviços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica.
- Os preços aplicáveis a instalações em BTN que ainda não refletem totalmente os custos sofrem aumentos que atingem os 5% em 2012, de modo a assegurar uma gradual aderência dos preços aos custos de prestação destes serviços.
- Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora no pagamento das faturas não sofrem alterações.
- Uniformização dos preços dos serviços regulados sempre que tal se revelou viável, designadamente entre as duas Regiões Autónomas.

De acordo com os regulamentos da qualidade de serviço aplicáveis em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, a ERSE aprova o valor limite a pagar por uma monitorização da onda de tensão, o preço a pagar pelo cliente caso não se encontre na sua instalação numa visita combinada (somente nas Regiões Autónomas) e o preço a suportar pelo cliente caso a empresa seja chamada para reparação de uma avaria que se situa no interior da instalação (somente nas Regiões Autónomas). Os valores aprovados pela ERSE para os clientes em BTN registam variações que não ultrapassam os 1,3%.

0.3 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO DOS PROVEITOS

Os valores das tarifas para 2012 têm em consideração os valores dos custos e investimentos ocorridos em 2010, estimados para 2011 e os previstos para 2012, enviados pelas empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas, bem como os parâmetros de regulação estabelecidos em 2011 para o período de regulação 2012-2014. Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores atualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2012.

Com o objetivo de justificar a evolução das tarifas em Portugal, apresentam-se neste ponto as principais determinantes que a justificam.

0.3.1 PRESSUPOSTOS FINANCEIROS

Pressupostos financeiros que serviram de base à elaboração das tarifas e preços para a energia elétrica e serviços regulados para 2012, são os seguintes:

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Sumário executivo

Quadro 0-7 - Pressupostos financeiros

	2012
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2010, para cálculo dos ajustamentos de 2010	1,353%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2010 e de 2011	2,007%
<i>Spread</i> no ano 2010 para cálculo dos ajustamentos de 2010	1,25 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2011 para cálculo dos ajustamentos de 2010 e dos ajustamentos de 2011 no continente	2,00 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2011 para cálculo dos ajustamentos de 2010 e dos ajustamentos de 2011 nas Regiões Autónomas	2,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2011, para cálculo das rendas dos défices tarifários	1,547%
<i>Spread</i> dos défices de 2006 e 2007	0,5 p.p.
<i>Spread</i> para a dívida ao abrigo do DL n.º165/2008 titularizada	1,95 p.p.
Taxa aplicável para a reposição gradual da reclassificação da cogeração ^{FER} (taxa média diária das OT a 2 anos e das OT a 3 anos ocorrida no mês de dezembro de 2010)	4,678%
Taxa aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial	5,5%
Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2009	4,0%
Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2010	3,5%
Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2011	4,0%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, no dia 15 de novembro de 2011, para cálculo do diferimento excecional da parcela de acerto dos CMEC de 2010	2,022%
<i>Spread</i> para cálculo do diferimento excecional da parcela de acerto dos CMEC ao abrigo do DL n.º 109/2011, de 18 de novembro	2,00 p.p.

0.3.2 CUSTOS DE APROVISIONAMENTO DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Considera-se que os valores atuais do mercado *spot* de energia elétrica para Portugal, em torno dos 60 €/MWh¹, estão ligeiramente acima do que se deverá verificar em 2011, como apontam os valores do mercado de futuros de energia elétrica e do petróleo para esse ano. Esta previsão assenta principalmente nas seguintes constatações:

- Vão continuar a fazer-se sentir os efeitos do aumento da produção em regime especial, conjugada com a diminuição do consumo.
- Os efeitos da hidraulicidade anormalmente elevada, ocorrida no primeiro trimestre, reverteram-se durante o Verão, sendo que os preços atuais refletem condições climáticas desfavoráveis para a produção hidroelétrica.
- Os preços das matérias-primas têm-se mantido constantes, não se perspetivando um aumento do preço do petróleo.

Assim, quanto ao preço do petróleo assume-se um cenário relativamente prudente para a evolução do mesmo (110 USD/bbl).

¹ Preços à fronteira

Figura 0-1 - Preço de futuros petróleo Brent entrega a 14 meses



Fonte: Reuters

Não se considera que o preço da energia elétrica cresça para além do atual patamar, devido a fatores estruturais e conjunturais apontados, em especial o incremento da produção em regime especial conjugado com a diminuição do consumo que conduzem a uma diminuição da procura residual em mercado.

Deste modo, com base nos preços observados nos últimos meses nos mercados de futuros, as previsões da ERSE para 2012 e as estimativas para 2011 (com dados reais até agosto) do preço médio de aquisição do CUR em Portugal são as constantes do quadro seguinte.

Quadro 0-1 - Previsões de preços de mercado² para 2011 e para 2012

	2011		2012
	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Tarifas 2012
Preço médio de aquisição do CUR em Portugal €/MWh	47,95	52,5 (valores reais até Agosto)	60,1
Preço petróleo USD/bbl	80,0	101,3	109,6
Índice de produtividade hidroelétrica	1,0	≈1,0	1,0

0.3.3 CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia elétrica e em 2012 atingem 1,7 mil milhões de euros. O Quadro 0-8 apresenta a evolução dos CIEG e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas de energia elétrica.

² O preço médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado. No que diz respeito a 2011 o preço médio de aquisição incorpora igualmente o efeito da maior parte das quantidades terem sido adquiridas no primeiro semestre fruto da saída dos clientes para o mercado excluindo custos de funcionamento.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Sumário executivo

Quadro 0-8 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2012

Unidade: 10⁶ EUR

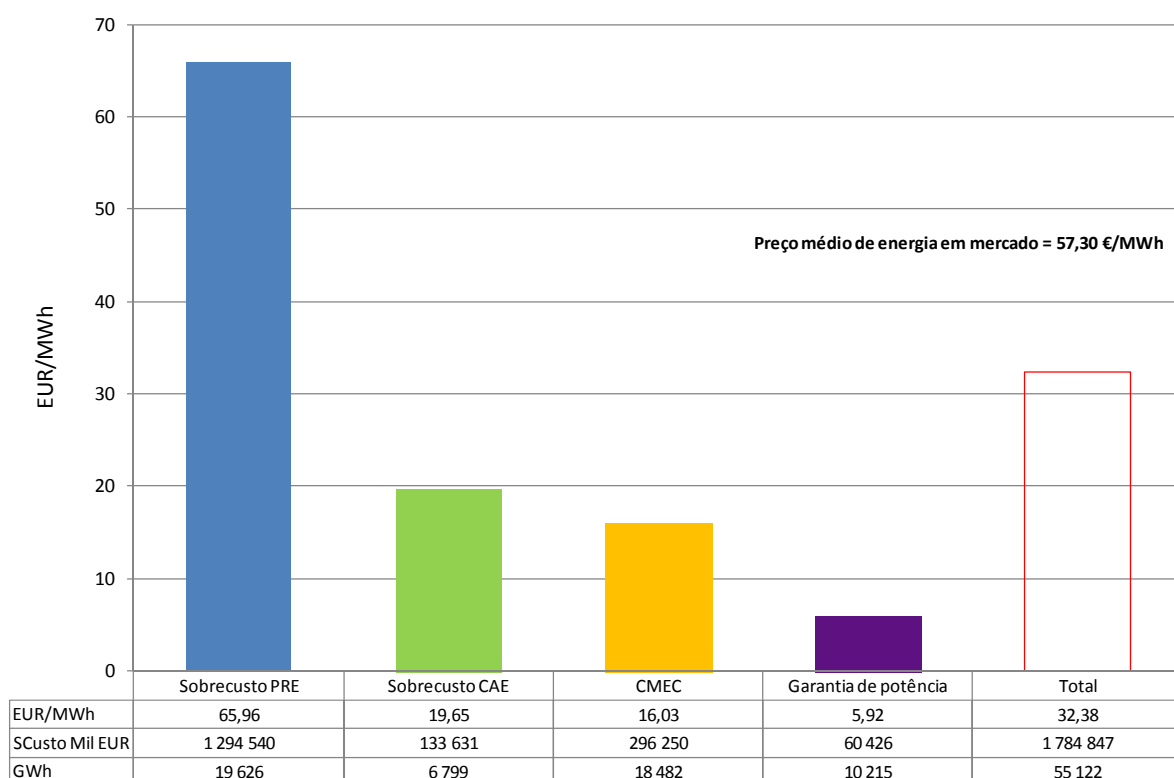
	2011	2012	Variação 2012/2011
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	2 406 301	2 301 897	-4,3%
Sobrecusto da PRE	1 214 040	1 294 540	6,6%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	427 550	296 250	-30,7%
Sobrecusto dos CAE	299 839	133 631	-55,4%
Rendas de concessão da distribuição em BT	240 740	248 231	3,1%
Sobrecusto da RAA e da RAM	69 240	183 429	164,9%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	19 769	20 300	2,7%
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 441	19 963	2,7%
Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	6 789	677	-90,0%
Terrenos das centrais	24 205	23 525	-2,8%
Custos com a garantia de potência	62 814	60 426	-3,8%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	11 500	11 500	0,0%
ERSE	6 399	5 112	-20,1%
Gestão das faixas de combustível	3 567	3 675	3,0%
OMIP e OMIClear	0	232	
Autoridade da Concorrência	409	407	-0,4%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-365 492	488 140	
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	140 881	148 142	
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	104 830	110 174	
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	36 051	37 968	
Medidas de sustentabilidade de mercados	-445 870	350 307	
Diferencial extinção TVCF	-2 467	1 004	
Sobreproveito	-53 729	-5 249	
Tarifa social	-4 308	-6 064	
Alisamento dos custos da PRE	-180 806	-939 005	
Reposição gradual da reclassificação da cogeração FER	-180 806	0	
Alisamento do sobrecusto da PRE	0	-939 005	
Diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC	0	-141 480	
Total	1 860 003	1 709 552	-8,1%

Em 2012, a evolução das tarifas de acesso as redes beneficia da recuperação dos sobrecustos da produção em regime especial (PRE) num período quinquenal, no âmbito do Decreto-Lei n.º 78/2011, e do diferimento excepcional, para 2013, do ajustamento anual do montante da compensação referente a 2010 devido pela cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia, no âmbito do Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de novembro.

Na Figura 0-2 apresenta-se os custos de CIEG associados à PRE, aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, aos CMEC e ao incentivo ao investimento em capacidade de produção previsto nos serviços de garantia de potência introduzidos pela Portaria n.º 765/2010 de 20 de agosto, por unidade prevista produzir em 2012 pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos. Deste

modo, os CIEG abrangem todas as instalações de produção de energia elétrica em Portugal continental. Refira-se que para esta análise não foram considerados os efeitos do diferimento com a aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, e o valor do diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC por aplicação do Decreto-Lei aprovado no Conselho de Ministros de 13 de outubro de 2011.

Figura 0-2 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida



CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE, ESTABILIDADE E EQUIDADE TARIFÁRIA

Ao abrigo do Regulamento Tarifário do sector elétrico, os ajustamentos aos custos de energia considerados para cálculo das tarifas são efetuados a título provisório ao fim de um ano e a título definitivo ao fim de dois anos. Assim, as tarifas para 2012 incluem o ajustamento definitivo referente ao ano de 2010 dos custos com a produção de energia elétrica (excluindo PRE) e do sobrecusto com a aquisição a produtores em regime especial e os ajustamentos provisórios destas duas componentes referentes ao ano de 2011.

No cálculo dos montantes a afetar para efeitos de estabilidade tarifária, consideram-se custos com produção de energia: (i) as aquisições no mercado organizado pelo CUR, (ii) o sobrecusto com a

aquisição de energia elétrica aos produtores cujos contratos de aquisição de energia elétrica não cessaram (Sobrecusto CAE) e (iii) os CMEC.

Em 2010, o preço médio de energia no mercado organizado situou-se nos 42 €/MWh, acima dos 39 €/MWh considerado no ajustamento provisório de 2010 em tarifas de 2011 o que gerou um desvio de cerca de -159 milhões de euros. O desvio da convergência para tarifas aditivas em 2010 foi de -32,6 milhões de euros.

Em 2011, o aumento do preço médio de energia no mercado organizado de 46,6 €/MWh (valor considerado para tarifas 2011) para cerca de 52 €/MWh (valor em linha com as previsões do CUR), gerou um desvio de cerca de -158,6 milhões de euros.

Assim, o montante de desvios dos custos de energia elétrica do CUR, referentes aos anos de 2010 e 2011 ascende a 350 milhões de euros a pagar pelos clientes.

Os ajustamentos referentes a pagamentos no âmbito dos CAE e dos CMEC totalizam 39 milhões de euros a pagar pelos clientes.

O saldo líquido do efeito das oscilações de preços nos pagamentos efetuados aos produtores de energia, excluindo o sobrecusto da PRE totalizam o montante de 389 milhões de euros, valor a pagar pelos clientes.

Adicionalmente, ao valor dos ajustamentos anteriores é preciso acrescentar os valores associados ao sobrecusto da PRE, que totalizam - 678 milhões de euros.

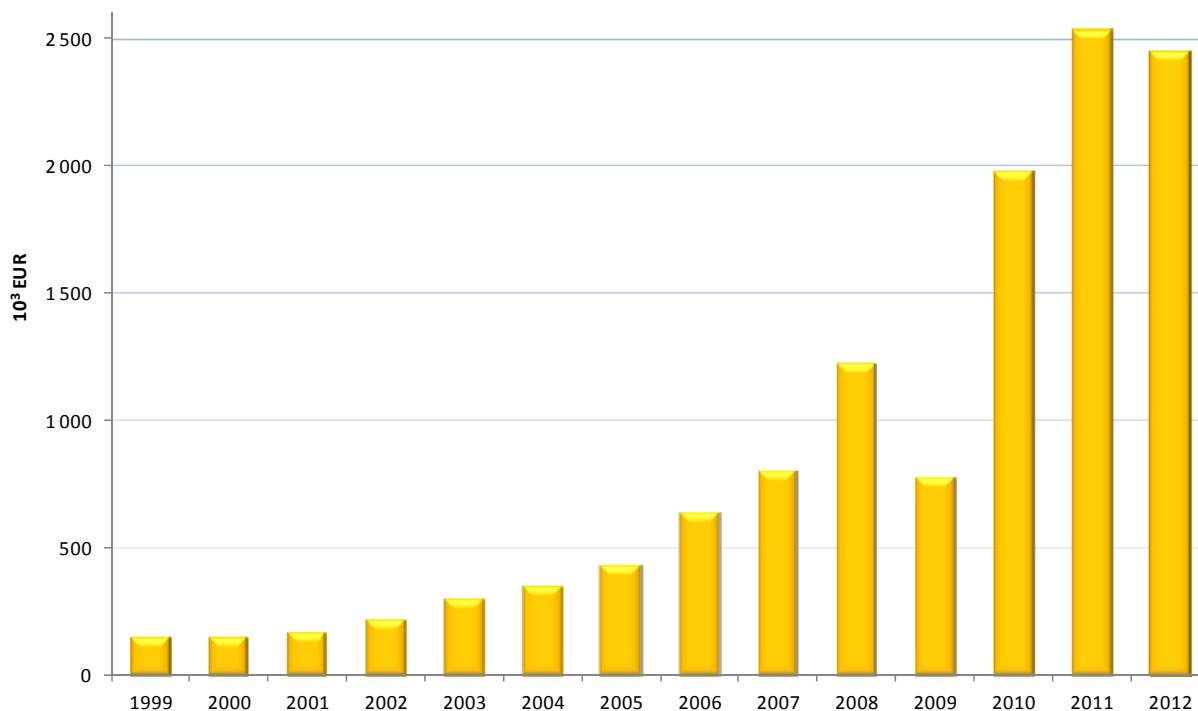
Por último, é preciso ter em conta os efeitos do processo de extinção de tarifas para níveis de tensão de MAT, AT, MT e BTE. O valor total deste efeito ascende a - 4,2 milhões de euros.

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

O total de custos de política energética incluídos nas tarifas de 2012 é de cerca de 2,5 mil milhões de euros (inclui as rendas da dívida de 2009 criadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008). Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os consumidores de energia elétrica.

Os CIEG aumentaram nos anos de 2010 e 2011 apresentando uma inflexão em 2012. A figura seguinte mostra a evolução dos CIEG incluídos nas tarifas desde 1999.

Figura 0-3 - Evolução dos CIEG incluídos nas tarifas desde 1999



Da análise desta figura observa-se uma tendência acentuada de crescimento dos CIEG. Em 2009 e 2012 não há crescimento dos CIEG devido, essencialmente, ao efeito da subida do custo de energia em mercado.

0.3.3.1 SOBRECUSTO DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

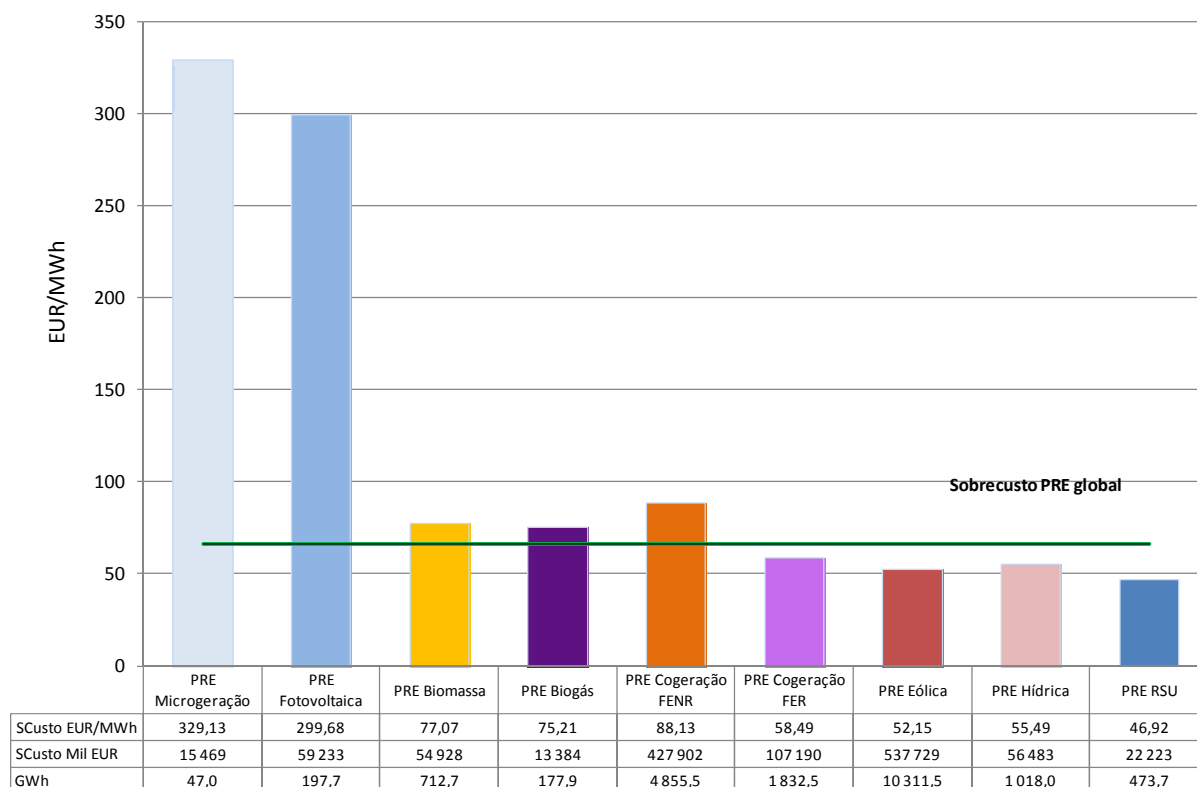
As metas e as políticas do Governo para a produção descentralizada de energia elétrica, em particular a partir de fontes de energia renovável, têm conduzido a um forte crescimento da PRE nos últimos anos.

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

A repercussão nos proveitos permitidos destes pagamentos é determinada face à referência do preço da energia transacionada no mercado organizado e recuperada pela tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável a todos os consumidores independentemente do seu fornecedor.

Ilustra-se na figura seguinte os sobrecustos unitários de cada tecnologia de PRE, os quais incorporam os ajustamentos efetuados em 2012, relativos aos anos de 2010 e 2011, deduzidos da correção a fazer nos valores de 2010 e 2011 da cogeração^{FER}. Para esta análise também não foi considerado o diferimento do sobrecusto da PRE determinado pelo mecanismo de alisamento quinquenal.

Figura 0-4 - Sobrecusto PRE por unidade produzida



Em 2011 através da publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do artigo 73.º-A, foi alterada a repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial.

Segundo aquele diploma, os sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores, devem ser repercutidos nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas em regime de alisamento quinquenal.

Esta transferência intertemporal de proveitos é compensada por uma taxa de juro correspondente à taxa de remuneração cuja metodologia é definida na Portaria aprovada no âmbito do n.º 4 do Artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho. Os proveitos diferidos em 2012 no âmbito deste mecanismo são 939 milhões de euros. A anuidade do alisamento considerado em tarifas 2012 é de 260 milhões de euros.

0.3.3.2 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

O valor dos CMEC considerado nas Tarifas de 2012 ascende a 154,8 milhões de euros e é composto pelas seguintes parcelas:

- Parcela fixa no montante de 80,2 milhões de euros que inclui a renda anual de 81,2 milhões de euros, calculada à taxa de 7,55%³ e o remanescente do ajustamento de faturação da parcela fixa de 2009 no montante de -1 milhão de euros;
- Parcela de acerto que recupera o desvio de faturação da parcela de acerto de 2011 no montante de 2,1 milhões de euros e o remanescente do ajustamento da parcela de acerto de 2010 no montante de -1 milhão de euros;
- Parcela de alisamento no total de 78,7 milhões de euros relativa aos valores previstos das seguintes parcelas: (i) desvios de faturação em 2011 no montante de 1,8 milhões de euros, (ii) revisibilidade de 2011 no montante de 86,7 milhões de euros e (iii) correção de hidraulicidade de 2011 no montante de -9,8 milhões de euros;
- Remanescente da correção de hidraulicidade de 2010, no montante de -5,3 milhões de euros.

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 81,4 milhões de euros, serão entregues mensalmente pela REN à EDP Produção em função da potência contratada faturada nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004.

DIFERIMENTO DA PARCELA DE ACERTO

Na sequência do Decreto-Lei aprovado no Conselho de Ministros de 13 de outubro de 2011, o montante relativo à parcela de acerto de 2010 a considerar em tarifas de 2012, no total de 141 480 milhares de euros, foi diferido excecionalmente.

0.3.3.3 DIFERENCIAL DE CUSTO DO AGENTE COMERCIAL

Prevê-se que o valor do sobrecusto para 2012, de 166 924 milhares euros, seja menor do que o verificado em 2010, 199 691 milhares euros. Esta evolução deve-se essencialmente ao acréscimo das receitas em mercado superior ao acréscimo dos preços de mercado.

0.3.3.4 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A convergência tarifária das Regiões Autónomas com o Continente, em 2012, encontra-se assegurada em termos médios e por tipo de fornecimento.

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

³ Portaria n.º 611/2007, de 20 de julho.

Quadro 0-9 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2012

Unidade: 10³ EUR

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2012	99 300	84 129	183 429
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2011	43 114	26 126	69 240

0.3.4 AMORTIZAÇÕES E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

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 respetivos encargos financeiros, serão recuperados em 10 anuidades, com início em 2008. Os desvios de energia de 2007 e 2008 e o sobrecusto da PRE de 2009 não repercutidos nas tarifas de 2009 determinados pela aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, serão recuperados num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010.

Os défices de BT de 2006 e 2007 foram titularizados ao BCP e à CGD e o défice de 2009 foi titularizado à Tagus, SA. As rendas anuais devem ser transferidas mensalmente para aquelas entidades (Artigo 63º do Regulamento das Relações Comerciais).

No quadro seguinte apresentam-se os valores em dívida e os valores a repercutir nas tarifas de 2012.

Quadro 0-10 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2011	Juros 2012	Amortização 2012	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2012	Saldo em dívida em 2012
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
EDA (BCP e CGD)	71 695	1 468	11 352	12 820	60 343
Convergência tarifária de 2006	25 278	517	4 002	4 520	21 275
Convergência tarifária de 2007	46 417	950	7 350	8 300	39 068
EEM (BCP e CGD)	39 947	818	6 325	7 143	33 622
Convergência tarifária de 2006	9 241	189	1 463	1 652	7 778
Convergência tarifária de 2007	30 706	629	4 862	5 490	25 844
EDP Serviço Universal	1 647 071	55 274	113 168	168 442	1 533 903
BCP e CGD	113 526	2 324	17 976	20 300	95 551
Défice de BT de 2006	82 293	1 685	13 030	14 715	69 263
Continente	79 083	1 619	12 522	14 141	66 561
Regiões Autónomas	3 209	66	508	574	2 701
Défice de BTn de 2007	31 234	639	4 946	5 585	26 288
Continente	30 014	614	4 752	5 367	25 262
Regiões Autónomas	1 220	25	193	218	1 027
Tagus, SA	1 533 544	53 628	95 192	148 820	1 438 352
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	1 135 312	39 702	70 473	110 174	1 064 840
Sobrecusto da PRE 2009	398 232	13 926	24 720	38 646	373 512
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-678	0	-678	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009 ⁽¹⁾	0	-678	0	-678	0
Total	1 758 712	57 559	130 845	188 404	1 627 867

0.3.5 PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

As previsões da procura de energia elétrica adotadas pela ERSE para 2012 têm como base as previsões enviadas pelas empresas reguladas, no que respeita aos fornecimentos por nível de tensão e às quotas de mercado, bem como a análise realizada pela ERSE aos dados mais recentes do consumo de energia elétrica, aos indicadores sociais e económicos e a outros fatores com impacto no nível da procura de energia elétrica. Refira-se que a comparação entre a evolução histórica dos consumos e as previsões efetuadas em anos anteriores quer pela ERSE quer pelas empresas, também é ponderada na definição da previsão para anos seguintes.

No Quadro 0-11 apresentam-se os fornecimentos por nível de tensão considerados em tarifas 2012 e a sua variação face aos valores do cálculo tarifário do ano anterior, constatando-se um decréscimo na previsão da procura de energia elétrica para 2012.

Quadro 0-11 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas

Fornecimentos de energia elétrica (GWh)			
	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Δ%
CUR + ML	49 009	47 583	-2,9%
MAT	1 659	1 801	8,6%
AT	6 271	6 662	6,2%
MT	14 996	14 161	-5,6%
BTE	3 859	3 623	-6,1%
BTN	20 617	19 730	-4,3%
IP	1 607	1 606	0,0%

Por outro lado, a comparação dos últimos valores reais do balanço de energia elétrica, relativos a 2010, com os correspondentes valores previstos em 2009 para fixação das tarifas de 2010, revela um acréscimo nos fornecimentos ocorridos de 6% face às previsões da ERSE e de 7,1% face às previsões da EDP Distribuição, como se pode constatar no Quadro 0-12.

Assim, no atual contexto de instabilidade económica, o exercício de previsão da procura realizado pelas empresas e pela ERSE tem uma maior incerteza associada, sendo o leque de variáveis explicativas de difícil identificação e de difícil correlação com o consumo de energia elétrica.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Sumário executivo

Quadro 0-12 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição

RUBRICAS	2010 (real)	Tarifas 2010			Proposta EDP Distribuição para Tarifas 2010		
		GWh	2010 (real - previsto)		GWh	2010 (real - previsto)	
	GWh		GWh	%		GWh	GWh
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO	51 614	48 588	3 026	6,2%	48 146	3 468	7,2%
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	3 778 8,16%	3 442 7,9%	336	9,8%	3 466 8,0%	312	9,0%
- Consumos Próprios		0	0		0	0	
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	47 836	45 146	2 690	6,0%	44 680	3 156	7,1%
Clientes do comercializador de último recurso	30 581	31 602	-1 021	-3,2%	37 014	-6 433	-17,4%
MAT	1 012	1 478	-466	-31,5%	1 577	-565	-35,8%
AT	2 095	3 031	-937	-30,9%	5 342	-3 247	-60,8%
MT	4 795	5 563	-768	-13,8%	8 616	-3 821	-44,3%
BT	22 679	21 530	1 149	5,3%	21 480	1 200	5,6%
Clientes no mercado	17 255	13 544	3 711	27,4%	7 666	9 589	125,1%
MAT	512	100	412	414,5%	0	512	
AT	4 387	2 579	1 808	70,1%	0	4 387	
MT	9 731	8 676	1 055	12,2%	5 600	4 131	73,8%
BT	2 626	2 190	436	19,9%	2 066	560	27,1%

Fonte: ERSE e EDP Distribuição

Relativamente à Região Autónoma dos Açores, tem-se verificado um crescimento da procura desde 2004. A taxa anual de crescimento do consumo referido à emissão prevista para 2012 é de 0,6%, muito similar à previsão de crescimento do consumo referido aos pontos de entrega que se situa em 0,7%.

Relativamente à Região Autónoma da Madeira, a taxa média anual de variação do consumo referido à emissão foi negativa em 2010, estimando-se que esta tendência se mantenha para 2011. Para o ano de 2012 prevê-se uma estagnação do consumo referido aos pontos de entrega.

0.3.6 PROVEITOS PERMITIDOS POR ATIVIDADE EM 2012

O Quadro 0-13 sintetiza os proveitos permitidos em 2012, por atividade, em Portugal continental.

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014**

Sumário executivo

Quadro 0-13 - Proveitos permitidos em Portugal continental, em 2012

Unidade: 10⁶ EUR

Tarifas 2012	Proveitos permitidos por actividade	Custos transferidos entre actividades	Proveitos a proporcionar em 2012, previstos em 2011 (c/ ajustamento)	Sustentabilidade e coexistência de mercados	Tarifas 2012
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)	(4)	(5) = (3) - (4)
REN Trading	133 631		0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	133 631	-133 631 (GGS)	0		0
REN	681 874		815 505	0	815 505
Gestão Global do Sistema (GGS)	353 384	133 631 (CVEEAC)	487 016		487 016
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	328 490		328 490		328 490
EDP Distribuição	2 712 721	-815 505	1 897 215	-346 062	2 243 277
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 232 281		1 232 281		1 232 281
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	1 480 440	-815 505 (GGS + TEE)	664 935	-346 062	1 010 996
Tarifa Social					-6 064
EDP Serviço Universal (CUR)	4 100 479	-2 214 642	1 885 838	346 062	1 539 776
Compra e Venda de Energia Eléctrica	2 162 798	-355 534	1 807 263	350 307	1 456 956
Sobrecusto da PRE	355 534	-355 534 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0		0
Compra e Venda de Energia Eléctrica (CVEE)	1 807 263		1 807 263	350 307	1 456 956
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	1 859 107	-1 859 107 (DEE + CVAT)	0		0
Comercialização (C)	78 575		78 575	1 004	77 571
Sobreprojeito pela aplicação da tarifa transitória				-5 249	5 249
			4 598 558	0	4 592 495

O Quadro 0-14 sintetiza os proveitos permitidos em 2012, por actividade, nas Regiões Autónomas.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Sumário executivo

Quadro 0-14 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas, em 2012

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos por atividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2012 (3) = (1) - (2)
EDA	212 145	99 300	112 845
Actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	160 764	74 849	85 914
Actividade de Distribuição de Energia Elétrica	44 069	19 061	25 008
Actividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 313	5 390	1 923
EEM	212 458	84 129	128 329
Actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	157 981	62 553	95 428
Actividade de Distribuição de Energia Elétrica	49 340	18 627	30 713
Actividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 137	2 949	2 188
Total nas Regiões Autónomas	424 603	183 429	241 173

0.4 PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

O ano de 2012 marca, igualmente, o início de um novo período de regulação. Deste modo, a ERSE procede à definição de novos parâmetros para o período de regulação 2012-2014 que incluem, designadamente, o custo de capital, a base de custos para o ano de 2012 e as metas de eficiência a aplicar nos anos 2013 e 2014.

CUSTO DE CAPITAL

A definição de um parâmetro como o custo de capital num ambiente de incerteza e de instabilidade financeira reveste-se de um desafio para o regulador em que devem ser ponderados um conjunto de vetores de decisão. Não só a garantia do equilíbrio económico-financeiro das empresas deve ser assegurada, como também deverá ser dado um sinal adequado para as empresas, de forma a que estas tomem as decisões mais racionais em termos de obtenção e aplicação dos seus fundos, sem descuidar o quadro evolutivo da economia nacional.

Procurou-se atingir esses objetivos com a introdução de um conjunto de novidades face ao período regulatório anterior, que permitem que o custo de capital para o novo período regulatório 2012-2014 reflita o verdadeiro custo de oportunidade dos investidores, garantindo a primazia da estabilidade regulatória e do controlo do risco para empresas e consumidores.

Face ao anterior período regulatório, as principais alterações ocorrem ao nível da: i) definição da taxa de juro sem risco passando a ser a média das *yields* das obrigações dos países europeus da zona euro com notação AAA, fixando-se este valor, permitindo assim reaproximar este parâmetro da sua essência em termos de estabilidade e transparência; ii) reconsideração do risco do capital alheio através da associação do custo médio de financiamento das empresas aos mercados dos CDS⁴, da consideração de que o beta da dívida não é nulo e da fixação da estrutura de capital das empresas e iii) indexação do valor de custo de capital à evolução do risco percebido pelo mercado através dos contratos de CDS.

Para o ano de 2012, a ERSE aplicará um custo de capital nominal, antes de impostos de 9,0% para remunerar o ativo da atividade de Gestão Global do Sistema e o ativo valorizado a custos reais da atividade de Transporte de Energia Elétrica. Para os ativos valorizados a custos de referência da atividade de Transporte de Energia Elétrica é adicionado um *spread* de 1,5 pontos percentuais, perfazendo um custo de capital nominal, antes de impostos de 10,5%.

Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, a ERSE aplicará um custo de capital nominal, antes de impostos, de 9,5%⁵. Para os ativos em redes inteligentes considera-se a remuneração do ativo regulado (RoR) adicionado de um *spread* de 1,5 pontos percentuais.

Nas Regiões autónomas e, à semelhança dos períodos regulatórios anteriores, a ERSE mantém a mesma metodologia de equiparação do custo de capital a aplicar a cada uma das atividades das empresas insulares com as atividades equivalentes do Continente. Deste modo, à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema será aplicada o custo de capital das atividades de Gestão Global do Sistema e de Transporte de Energia Elétrica do Continente e para as atividades de Distribuição de Energia Elétrica e de Comercialização de Energia Elétrica, o custo de capital da atividade de Distribuição de Energia Elétrica do Continente.

Para o período de regulação que agora se inicia, considerou-se que o RoR deve ser “*forward-looking*” e não “*backward looking*” como era na metodologia anterior. A atualização do RoR far-se-á com base na evolução das cotações médias diárias dos CDS da República Portuguesa a 5 anos publicados pela Reuters durante o período do mês de Outubro anterior ao ano a que diz respeito até ao mês Setembro posterior.

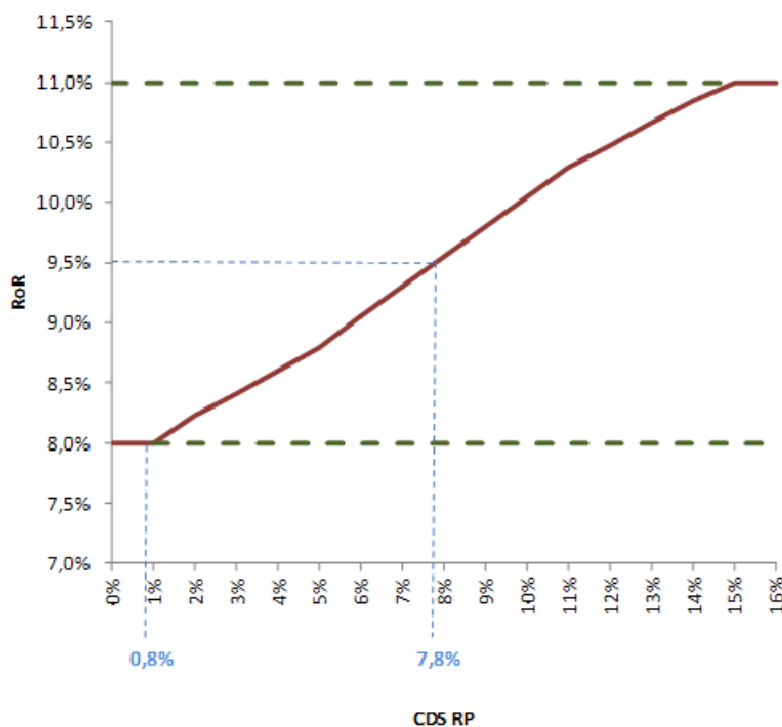
Dada a atual volatilidade dos indicadores de mercado, considera-se adequado incluir um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*), bem como o estabelecimento de um mecanismo de amortecimento. Considera-se que o *floor* representa uma situação normal de risco, onde o RoR é inferior em cerca de 1,5% ao ponto central do mecanismo de indexação. Com vista a assegurar a simetria do processo de indexação, o *cap* é estabelecido em 1,5% acima do valor de partida.

⁴ CDS – *Credit default swaps*.

⁵ Taxa igualmente aplicada à atividade de Comercialização de Energia Elétrica exercida pela EDP SU.

A figura seguinte esquematiza a metodologia de indexação da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

Figura 0-5 - Metodologia de indexação na atividade de Distribuição de Energia Elétrica



BASES DE CUSTOS E METAS DE EFICIÊNCIA

No período regulatório 2009-2011 foi implementado um modelo de regulação assente num sistema de incentivos na atividade de Transporte de Energia Elétrica. Ponderadas as vantagens e os inconvenientes da aplicação dos incentivos, ao longo do período regulatório, a ERSE decidiu estender a sua aplicabilidade ao período de regulação 2012-2014. Os incentivos para promover o desempenho do operador de rede de transporte incidem sobre o CAPEX e o OPEX e têm por objetivo principal: i) introduzir 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; ii) considerar taxas de remuneração diferenciadas a aplicar à base de ativos em função do tipo de regulação (consoante seja por custos aceites ou por custos de referência) que lhe está associado; iii) incentivar a manutenção de ativos em fim de vida útil que ainda apresentem condições de funcionamento aprovadas para além do período de amortização; iv) uma regulação para os custos de exploração, que estabeleça limites máximos a aplicar a estes custos e considere custos de referência adaptados ao nível de atividade da empresa; v) incentivar a disponibilidade da rede de transporte.

Nesta atividade, o valor dos custos operacionais de exploração para 2012 resulta da média dos custos aceites para o período regulatório 2009-2011, por aplicação do mecanismo de custos incrementais, atualizada para 2012 com o deflator do PIB previsto. Tendo em conta que o mecanismo de custos de referência apenas foi aplicado durante um período regulatório, os valores de base dos custos incrementais associados aos quilómetros de rede e os custos incrementais associados ao número de painéis, foram os estimados para o ano de 2011 atualizados para 2012 através de (IPC-X)⁶. Para o período regulatório 2012-2014, a ERSE aplicará os fatores de eficiência constantes no quadro seguinte.

Quadro 0-15 - Fatores de eficiência associados ao mecanismo de custos incrementais para o período 2012-2014

	2012	2013	2014
Fator de eficiência custos operacionais		3,50%	3,50%
Fator de eficiência km de rede	3,50%	3,50%	3,50%
Fator de eficiência n.º de painéis	3,50%	3,50%	3,50%

Relativamente ao incentivo à extensão da vida útil, a ERSE aplicará no próximo período de regulação a taxa do custo de capital dos investimentos a custos de referência como a taxa adequada para a remuneração dos ativos em fim de vida útil e o parâmetro (α), associado ao incentivo em fim de vida útil, para 2012, 2013 e 2014 em 50%.

No âmbito do mecanismo de valorização dos novos investimentos a custo de referência, a ERSE optou por elevar a meta de eficiência de $X=0,75\%$ para $X=1,5\%$ no período regulatório 2012-2014 e o parâmetro α , que determina os limites para a remuneração dos ativos à taxa com prémio, mantém-se no novo período de regulação em $\alpha=10\%$.

Os parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT para o período de regulação 2012-2014 não sofrerão alterações face aos definidos no anterior período de regulação.

Nos parâmetros que afetam os proveitos do Agente Comercial, adapta-se o mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica.

No atual enquadramento regulatório, a atividade de Distribuição de Energia Elétrica deixa de ser regulada por um *price-cap*, aplicado ao TOTEX, passando este a ser unicamente aplicado ao nível do OPEX. Para a definição do nível de eficiência a aplicar ao OPEX, a ERSE procedeu a diversas análises de benchmarking tendo em vista definir o nível de eficiência atual face a um nível "ótimo". No entanto, é

⁶ IPC medido pelo deflator do PIB

conveniente ressaltar que a capacidade das metodologias de *benchmarking* facultarem resultados que possam ser transpostos com segurança para metas de eficiência está muito dependente da qualidade e da quantidade de informação disponível.

Da análise de artigos científicos relacionados com a definição de metas de eficiência das funções de produção de empresas distribuidoras de energia elétrica efetuada pela ERSE, verifica-se que os autores aplicaram as principais metodologias de definição do nível de eficiência, ou seja, paramétrica e não paramétricas, bem como modelos de engenharia, sendo estas últimas metodologias aplicadas com menos frequência. As possíveis falhas metodológicas conjugadas com simples erros na obtenção dos dados levam vários autores a sublinharem que os resultados apurados pelas metodologias de *benchmarking* não devem ser aplicados pelo regulador de uma forma quase mecânica, tendo em conta o grau de incerteza associado à utilização das diversas metodologias. Deste modo, a aplicação das técnicas de *benchmarking* deve ser considerada como uma técnica complementar de decisão colocada ao dispor do regulador.

A ERSE procedeu a uma análise das metas de eficiência a aplicar ao OPEX da EDP Distribuição através de métodos não paramétricos. A reduzida dimensão da amostra obtida para análise impediu que fossem utilizados os métodos paramétricos COLS e SFA. Do estudo elaborado pela ERSE e tendo em conta o modelo considerado mais fiável, o mesmo aponta para um desnível de eficiência de cerca de 20%, tendo por base o ano de 2009. A recuperação deste desnível no período que permeia até 2014 subentende uma meta de eficiência anual implícita de 3,7%, valor muito próximo ao valor aplicado no anterior período de regulação.

Relativamente à base de custos para 2012, a ERSE considera a média dos custos reais de dois anos, de forma a anular possíveis efeitos extraordinários na evolução dos custos. Os anos considerados foram os anos de 2009 e 2010, por corresponderem aos anos com o nível de custos mais baixo da atividade de Distribuição de energia elétrica desde o início da regulação, sendo igualmente os dois últimos anos com contas fechadas e auditadas. Na transposição da média de custos do biénio 2009-2010 para 2012 incorporaram-se ganhos de eficiência iguais aos definidos para o período regulatório 2012-2014.

Os indutores de custos, bem como os seus respetivos pesos na base de custos são:

- Clientes: 30%. Esta variável é menos volátil do que a energia o que permite um sinal regulatório para redução dos custos mais evidente.
- Energia injetada⁷: 10%. Esta variável é cada vez mais um fator gerador de custos para o sistema.
- Energia distribuída: 40%. Esta variável permite equilibrar o risco regulatório entre empresa e consumidor.

⁷ Este indutor é apenas considerado a partir de 2013.

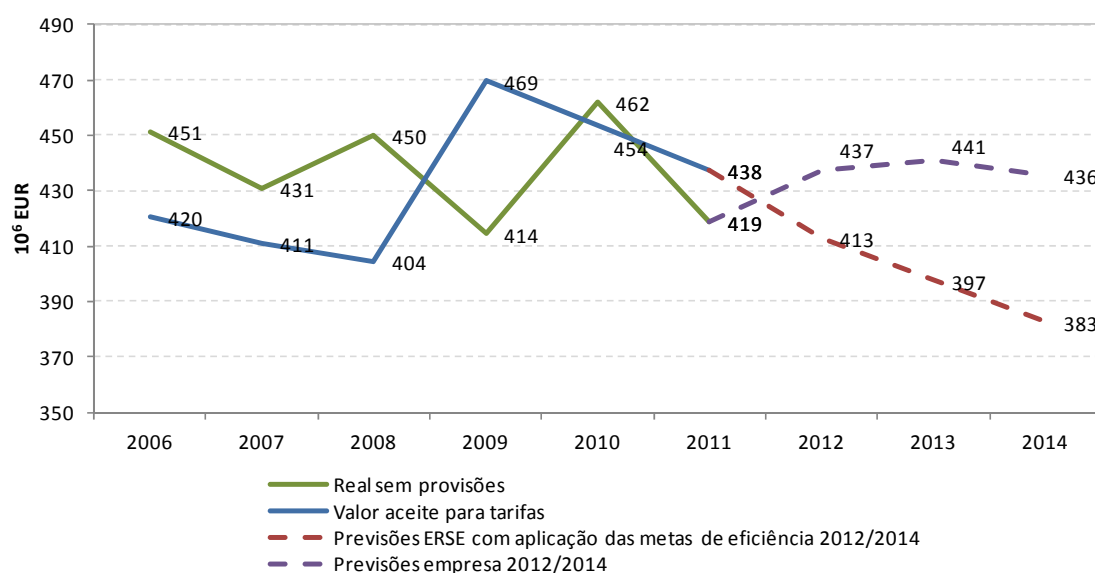
- Componente fixa: 20%.

Relativamente às metas de eficiência da base de custos, a ERSE considera adequado manter as metas de eficiência propostas no anterior período para o novo período, do seguinte modo:

- A base de custos de 2012 tem uma eficiência implícita de 3,5% ao ano, a contar a partir de 2010.
- A meta de eficiência a aplicar a partir de 2013 é de 3,5% ao ano.
- Este último valor é aplicado a todos os parâmetros X referidos no n.º 2 do artigo 85.º do Regulamento Tarifário.

A figura seguinte apresenta o resultado da aplicação das metas definidas.

**Figura 0-6 - Evolução dos custos de exploração da atividade de distribuição de energia elétrica
(preços constantes de 2011)**



Foram igualmente estabelecidos os parâmetros relativos ao limite do investimento excessivo, ao investimento em redes inovadoras, ao mecanismo de incentivo de redução das perdas nas redes de distribuição e ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

No OPEX da atividade de comercialização de energia elétrica, o recurso à subcontratação a empresas do grupo EDP assume um peso elevado, sendo de salientar os serviços prestados pela EDP Soluções Comerciais (EDP SC) que atingem cerca de 85% no total da rubrica de Fornecimento e Serviços Externos. Esta situação, associada à preparação de mais um período de regulação, onde a atividade de Comercialização de Último Recurso sofre alterações significativas (como é o caso do recente processo

de extinção de tarifas), torna essencial a monitorização e avaliação por parte da ERSE da razoabilidade dos custos que são imputados àquela atividade bem como salvaguardar a inexistência de subsidiação entre atividades reguladas e em mercado. Assim, no final de 2010 procedeu-se à contratação de um estudo, através de um protocolo assinado entre a ERSE, a EDP SU e a EDP SC, com o objetivo de aferir o nível de preços dos serviços prestados pela EDP SC.

Na definição da base de custos, a ERSE considerou os custos relativos ao ano de 2010 por: i) ser o último ano auditado; ii) é o ano que apresenta os valores mais baixos desde o início da regulação e iii) a existência de um ganho de eficiência significativo alcançado pela empresa face aos valores considerados no anterior período de regulação. Os valores propostos pela empresa para 2012-2014 revelam uma tendência decrescente face ao ano real de 2010. Desta forma, a ERSE na definição das metas de eficiência para o próximo período de regulação, considerou uma eficiência implícita de 7% desde 2010 e a partir de 2013, de 3,5% ao ano. Relativamente à repartição entre componente fixa e componente variável, considerou-se um peso de 50% para a componente fixa e 50% para a componente variável. Esta última variável evolui com o número de clientes e com o número de processos comerciais.

Nas Regiões Autónomas, a última revisão regulamentar ocorrida em meados de 2011, alterou a forma de regulação das empresas insulares, tanto ao nível do OPEX - caso da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS), como ao nível do CAPEX – caso da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização de Energia Elétrica (CEE). Importa referir que, nestas duas últimas atividades, embora o OPEX líquido de proveitos continue a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, é introduzida uma componente de custos fixos, bem como revistos os *drivers* de custos para a componente variável da atividade de DEE. No caso de AGS, é introduzido um mecanismo de *revenue cap* ao nível do OPEX. O nível de eficiência fixado pelo regulador é de 2,5% em 2013 e 2014, em ambas as empresas insulares. Na atividade de DEE, as metas de eficiência variam entre 2,5 e 5% e considerou-se uma ponderação de 50% para as componentes fixa e variável. A componente variável é repartida entre energia fornecida (25%) e número médio de clientes (25%). Na atividade de CEE, as metas de eficiência implícitas variam até 2,6%. Os custos da atividade de CEE estão dependentes da evolução do mercado, nomeadamente do número de clientes. Neste sentido, a ERSE decidiu considerar uma ponderação de 50% para uma componente fixa de custos, bem como 50% para uma componente variável, a qual tem como *driver* de custos o número médio de clientes.

No âmbito da definição dos parâmetros relativos à aquisição eficiente do fuelóleo nas Regiões Autónomas, a ERSE procedeu à definição dos referidos parâmetros após uma análise ao estudo elaborado pelo consultor externo, a KEMA.

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário foi submetida, em outubro de 2011, à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer e, à Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o período de regulação 2012-2014”. 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 para a energia elétrica e outros serviços para o Continente e para as Regiões Autónomas, a vigorarem em 2012.

As tarifas de 2012 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 496/2011, de 19 de agosto.

As disposições estabelecidas no Regulamento Tarifário aprofundam, por um lado, a regulação das atividades de transporte e distribuição de energia elétrica e, por outro lado, a integração do Mercado Ibérico de Eletricidade, no quadro da legislação em vigor.

Os valores das tarifas e preços dos serviços regulados para 2012, têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2010, previstos para 2011 e estimados para 2012, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

- REN Trading.
- Rede Elétrica Nacional.
- EDP Distribuição.
- EDP Serviço Universal.
- Electricidade dos Açores.
- Empresa de Electricidade da Madeira.

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores atualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2012.

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

No capítulo 2 é feita uma análise da situação económica nacional e do seu enquadramento a nível europeu.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Introdução

No capítulo 3 encontram-se descritas e justificadas as principais decisões da ERSE que conduziram à fixação de tarifas e preços a aplicar em 2012. São apresentados os proveitos permitidos para cada atividade das empresas reguladas.

No capítulo 4 apresentam-se os cálculos das tarifas por atividade, das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem em 2012.

No capítulo 5 apresentam-se os parâmetros que vigoram no período de regulação de 2012 a 2014.

No capítulo 6 são apresentados os preços dos serviços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço para vigorarem em 2012.

Por último, no capítulo 7 é feita uma análise do impacte das principais decisões tomadas.

2 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SECTORIAL

2.1 ECONOMIA MUNDIAL

Em 2010, a economia mundial caracterizou-se por uma visível recuperação da sua atividade económica ao traduzir-se num expressivo crescimento de 5,1%⁸, contrastando com a profunda recessão verificada no ano anterior (-0,7%). O dinamismo verificado no comércio internacional (+12,8%, face a 2009) e no sector industrial explicam em grande parte a evolução da economia mundial em 2010.

Para 2011, segundo o FMI a economia mundial sofrerá um abrandamento no seu ritmo de crescimento, em sequência do andamento observado nas economias dos Estados Unidos da América (EUA) e da Área do Euro no segundo e terceiro trimestre. Na área do Euro, a crise da dívida soberana e as questões relativas à vulnerabilidade do sector bancário têm provado ser mais resistentes do que o esperado. Nos EUA, a dinâmica da procura interna justifica o abrandamento da sua atividade económica, em particular o andamento do consumo privado, fruto de condições mais desfavoráveis no mercado de trabalho.

Nas restantes principais economias avançadas - Japão, Reino Unido, Canadá e países asiáticos recentemente industrializados – o referido organismo estima que apresentem um ritmo de crescimento igualmente mais moderado do que o verificado em 2010. A atividade económica nipónica apresentará uma contração (-0,5%), em sequência dos efeitos decorrentes do sismo e *tsunami* sentido em março último.

Para 2012, o FMI prevê a manutenção do ritmo de crescimento em termos mundiais face ao ano anterior, enquanto as principais economias mundiais apresentarão uma ligeira aceleração no seu ritmo de crescimento (de 1,6% para 1,9%). A contrariar a tendência descrita anteriormente, encontra-se a Área do Euro que, estima o FMI, apresentará um desaceleramento do seu crescimento económico face a 2011 (de 1,6% para 1,1%), influenciado pela crise da dívida soberana.

2.2 ECONOMIA PORTUGUESA

Em 2010, a economia registou uma expansão da sua atividade económica, contrariando a contração verificada nos dois últimos anos. Segundo o Banco de Portugal, a economia portuguesa cresceu 1,4% face ao ano anterior, impulsionada pelo dinamismo das exportações e do consumo privado, em parte justificado pela antecipação na aquisição de bens duradouros devido à introdução de alterações fiscais futuras.

⁸ *World Economic Outlook*, setembro 2011, FMI.

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014**

Enquadramento macroeconómico e sectorial

Enquanto a formação bruta de capital fixo apresenta um comportamento negativo (-4,9%) face a 2009, o consumo público apresentou um crescimento positivo (+1,3%). O aumento do preço das matérias-primas, em resultado da recuperação da economia mundial e o aumento da tributação indireta, contribuíram para um aumento da taxa de inflação.

O ano de 2011 marca a economia portuguesa com o pedido de ajuda externa ao FMI, à União Europeia e ao Banco Central Europeu (BCE) decorrente da incapacidade de Portugal se financiar no exterior em sequência da perda de credibilidade junto dos investidores internacionais decorrente dos receios relativos à sustentabilidade das finanças públicas portuguesas.

A necessidade de uma correção acentuada no curto prazo dos desvios orçamentais da economia portuguesa traduzir-se-á numa forte contração real da economia portuguesa em 2011 e 2012, tal como se evidencia no Quadro 2-1. Segundo as previsões mais recentes do Ministério das Finanças e o Banco de Portugal, apenas a componente de exportações apresentará uma tendência de crescimento em 2011 e 2012, o que fará com que as exportações líquidas apresentem um contributo positivo para a evolução do PIB. Das restantes rubricas que compõem o PIB, a formação bruta de capital fixo será a componente que apresentará a maior retração, em termos reais. A diminuição no investimento público, o acesso mais restrito ao financiamento por parte do setor privado e as perspetivas menos otimistas dos empresários explicam o comportamento desta variável.

Num cenário macroeconómico recessivo, a inflação medida tanto através do deflator do PIB, como do deflator do Consumo Privado como do índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC) apresenta uma tendência descendente entre 2011 e 2012.

Quadro 2-1 - Principais indicadores económicos

	2010				2011				2012				
	B. Portugal	Comissão Europeia	OCDE	MF	B. Portugal	Comissão Europeia	OCDE	MF	B. Portugal	Comissão Europeia	OCDE	MF	B. Portugal
PIB (crescimento real %)	1,4	-2,2	-2,1	-2,2	-1,9	-1,8	-1,5	-1,8	-2,2	-1,8	-1,5	-1,8	-2,2
Consumo Privado	2,3	-4,4	-4,1	-4,4	-3,8	-3,8	-3,7	-3,3	-3,6	-3,8	-3,7	-3,3	-3,6
Formação bruta de capital fixo	-4,9	-9,9	-10,0	-10,6	-11,4	-7,4	-6,7	-5,6	-10,8	-7,4	-6,7	-5,6	-10,8
Consumo público	1,3	-6,1	-7,2	-3,2	-3,3	-4,6	-5,6	-6,5	-4,1	-4,6	-5,6	-6,5	-4,1
Exportações	8,8	6,2	6,4	6,2	6,7	5,9	7,4	6,4	4,8	5,9	7,4	6,4	4,8
Importações	5,1	-5,3	-4,8	-3,9	-4,1	-2,8	-1,8	-1,3	-2,8	-2,8	-1,8	-1,3	-2,8
Deflator do PIB (em %)	-	1,1	1,0	1,4	-	1,2	1,0	1,4	-	1,2	1,0	1,4	-
Deflator do Consumo Privado (em %)	-	-	3,3	-	-	-	1,3	-	-	-	1,3	-	-
IHPC (em %)*	1,4	3,4	3,3	3,5	3,5	2,0	1,3	2,3	2,4	2,0	1,3	2,3	2,4

Nota: (*) IPC no caso do Ministério das Finanças.

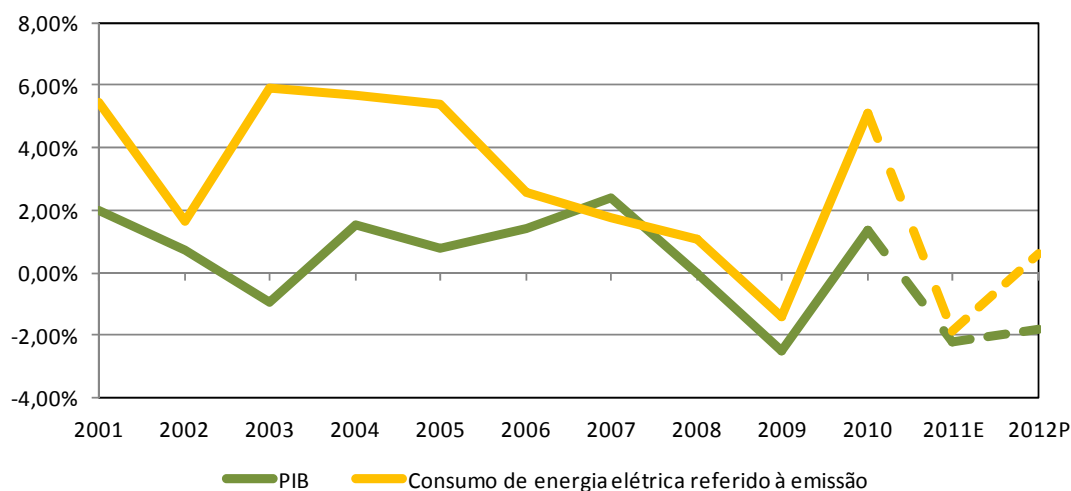
Fonte: Comissão Europeia - "European Economy" - Previsões de Primavera 2011 - maio 2011; OCDE - "Economic Outlook", n.º 89 - maio de 2011; Ministério das Finanças - Documento de Estratégia Orçamental 2011-2015 - agosto 2011; Banco de Portugal - Boletim de Outono - outubro 2011.

2.3 ENQUADRAMENTO SECTORIAL

O aceleramento da atividade económica a nível mundial, com especial incidência nos países emergentes, conduziu a um aumento da procura de petróleo, exercendo deste modo pressões para o aumento do seu preço. Deste modo, ao longo de 2009 e 2010, o preço do petróleo alterou a sua tendência decrescente do 2º semestre de 2008, tendo-se cotado, em média, à volta de 80 USD/bbl em 2010. No último trimestre, assistiu-se a um crescimento na sua cotação em USD/bbl e um crescimento ainda mais significativo em EUR/bbl, devido à desvalorização do euro nesse período.

Na Figura 2-1 apresenta-se a taxa de crescimento real do produto interno bruto (a preços constantes de 2006) e a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica referido à emissão⁹, entre 2001 e 2012.

Figura 2-1 - Taxas de variação



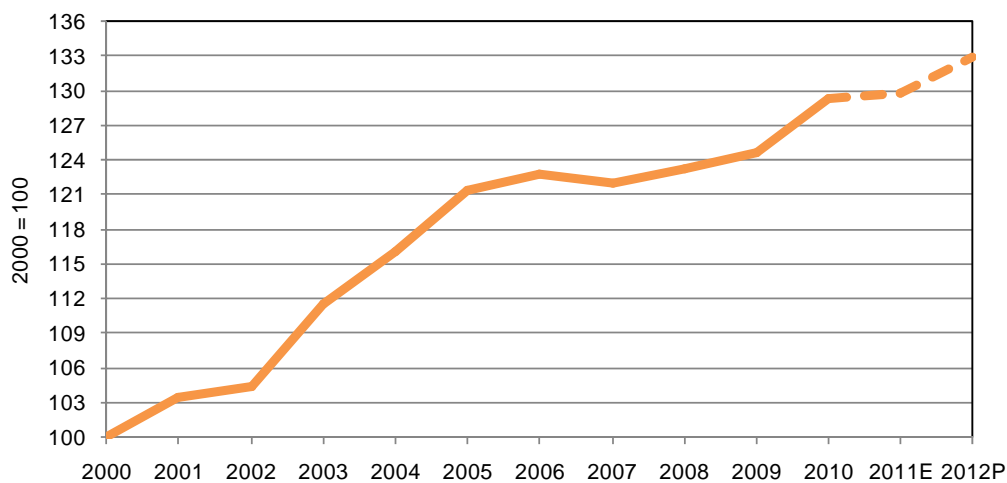
Fonte: INE; ERSE, REN, MF

O andamento das taxas de variação dos dois indicadores é coincidente, aproximando-se fortemente a partir do ano de 2007. Em 2011, estima-se que o diferencial entre as duas taxas praticamente se anula, embora em 2012, a diferença prevista entre os dois indicadores retome o andamento verificado até 2010.

A intensidade energética é um indicador que permite estabelecer a comparação entre o andamento da economia e o andamento do consumo de energia elétrica. Na Figura 2-2 apresenta-se a evolução da intensidade energética para Portugal continental entre 2000 e 2012, calculada tendo por base o consumo de energia elétrica referido à emissão e o produto interno bruto, a preços constantes de 2006.

⁹ A série do consumo referido à emissão não inclui a correção dos efeitos relacionados com a temperatura e dias úteis.

Figura 2-2 - Intensidade energética em Portugal continental



Fonte: INE; ERSE, REN, MF

Pela análise da figura verifica-se que a intensidade energética apresenta uma tendência crescente para todo o período em análise. Após uma forte subida entre 2002 e 2005 tem-se vindo a assistir, nos anos mais recentes, ao desacelerar do ritmo de crescimento do indicador, indicando um menor consumo de energia elétrica por unidade de riqueza produzida no país.

3 PROVEITOS PERMITIDOS

Neste capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para cada uma das atividades reguladas da REN Trading, 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 complementares “Ajustamentos referentes a 2010 e 2011 a repercutir nas tarifas de 2012”, “Caracterização da procura de energia elétrica em 2012”, e “Proveitos permitidos das empresas reguladas no sector elétrico em 2012” e o documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”.

No documento “Ajustamentos referentes a 2010 e 2011 a repercutir nas tarifas de 2012” analisa-se o ano de 2010 para todas as atividades e o ano de 2011 para as atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso, de forma a determinar os ajustamentos a repercutir em 2012.

Relativamente a 2010, faz-se uma análise do balanço de energia elétrica e das contas reguladas, por atividade, das empresas reguladas (REN Trading, REN, EDP Distribuição, EDP Serviço Universal, EDA e EEM) e comparam-se os valores ocorridos com os que tinham sido considerados para o cálculo das tarifas a vigorar em 2010. Determinam-se e analisam-se as diferenças entre valores reais e os provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada atividade.

No que se refere a 2011, calcula-se o valor provisório do ajustamento aos proveitos permitidos das atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso.

No documento “Proveitos permitidos das empresas reguladas no sector elétrico em 2012” definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2012 e apresentam-se e justificam-se as principais opções tomadas pela ERSE relativamente às previsões enviadas pelas empresas para o balanço de energia elétrica, para os custos e para os investimentos nas várias atividades reguladas.

No documento “Parâmetros de regulação e custo de capital para o período 2012 a 2014”, determinaram-se os parâmetros de regulação a aplicar às diferentes atividades reguladas para o período de regulação 2012-2014. Os parâmetros incluem, nomeadamente, metas de eficiência, custos de referência, bem como os valores adotados para o custo de capital.

Nos quadros seguintes apresenta-se uma breve síntese das empresas reguladas do sector elétrico e as respetivas atividades. Apresenta-se ainda, por atividade, a forma de regulação, os incentivos, os principais parâmetros a vigorar para o período de regulação em curso assim como as tarifas que permitem recuperar os proveitos permitidos.

Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no sector elétrico

Entidade regulada	Actividade	Forma de regulação	Principais custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2012-2014	Recuperação dos proveitos
REN Trading, SA Agente Comercial	Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (Sobrecusto CAE)	Custos aceites. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais e os incentivos aceites a <i>posteriori</i> .	Diferença entre os custos com a aquisição às centrais com Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e o proveito com a venda desta energia no mercado.	Mecanismo de optimização da gestão dos CAE: I ₁) Incentivo à eficiente oferta da energia da central da Turbogás no mercado diário. I ₂) Incentivo à eficiente contratação do gás natural consumido pela central da Turbogás. I ₃) Incentivo à maximização das receitas da central da Tejo Energia. Mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de CO ₂ : I _{CO2}) Incentivo à eficiente gestão das licenças de emissão de CO ₂ . Partilha de ganhos com operações de <i>SWAP</i> .	Taxa de remuneração do activo - 9,0% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa	Tarifa de Uso Global de Sistema do ORT
REN, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte Operador da rede de transporte (ORT)	Gestão Global do Sistema	Remuneração dos ativos em exploração e custos aceites em base anual ambos ajustáveis ao fim de 2 anos com base em valores reais.	Custos com gestão do sistema Custos de interesse geral: a) Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas; b) Sobrecusto do Agente Comercial; c) Custos com a remuneração e amortização dos terrenos afectos a aproveitamentos hidroelétricos; d) Plano de Promoção da Eficiência no Consumo; e) Custos de gestão do Plano de Promoção do Desempenho Ambiental; f) ERSE, AdC, OMIP e OMIClear; g) Custos com mecanismo de garantia de potência		Taxa de remuneração do activo - 9,0% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa	Tarifa de Uso Global do Sistema do ORT
	Transporte de Energia Eléctrica	Limite máximo aos custos de exploração e custos de referência adaptados ao nível de atividade da empresa. Remuneração dos activos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos tendo em conta o nível da atividade da empresa (km de rede e n.º de painéis) e os investimentos efetivamente ocorridos.	Custos de exploração e de investimento. Custos associados com a captação e gestão de subsídios comunitários. <i>Custos pass through:</i> Custos com as tarifas transfronteiriças. Proveitos associados ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha. Custos com a limpeza de florestas.	Incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos investimentos a integrar na rede. Incentivo à extensão da vida útil do equipamento. Incentivo ao aumento de disponibilidade da capacidade dos elementos da RNT. Incentivo à Promoção do Desempenho Ambiental.	Taxa de remuneração do activo - 9,0% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Custos de referência - Taxa de remuneração do activo - 9,0% + 1,5% Fator de eficiência de 3,5% ao ano para a variação dos custos de exploração.	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT

Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no sector elétrico (cont. I)

Entidade regulada	Actividade	Forma de regulação	Principais custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2012-2014	Recuperação dos proveitos
EDP Distribuição, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição em AT/MT Operador de rede de distribuição (ORD)	Distribuição de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price-cap</i> ao nível dos custos de exploração. Remuneração dos activos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	Custos de exploração e de investimento. Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo à promoção do desempenho ambiental. Incentivo à redução de perdas. Incentivo à melhoria da qualidade de serviço.	Taxa de remuneração do activo - 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Investimentos em redes inovadoras - Taxa de remuneração do activo - 9,5% + 1,5% Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,5% ao ano.	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Custos de gestão do sistema: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de UGS ao ORT Custos de interesse e económico geral: a) Diferencial de custos com aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE); b) Custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC); c) Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo do DL 165/2008, de 21 de Agosto; d) Ajustamentos positivos ou negativos no âmbito da sustentabilidade de mercados; e) Rendas dos défices tarifários ao abrigo do DL 237-B/2006; f) Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT e BTE. g) Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória.			Tarifa de Uso Global do Sistema do ORD
		Custos de transporte: <i>Pass through</i> de custos	Custos com o pagamento da factura de URT ao ORT.			Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORD
EDP SU, SA Comercializador de último recurso (CUR)	Compra e Venda de Energia Eléctrica	Custos aceites em base anual e remuneração dos activos líquidos. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois tendo em conta os gastos e réditos reais.	Custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais, para satisfazer os fornecimentos aos clientes.		Taxa de remuneração do activo - 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa	Tarifa de Energia
	Comercialização	Regulação por <i>Price cap</i> Margem (reposição do custo das necessidades financeiras resultantes do desfasamento temporal entre os prazos médios de recebimentos e os prazos médios de pagamentos). Ajustamento ao fim de 2 anos tendo em conta eventuais desvios do nível de atividade e do cálculo da margem com base em custos reais.			Taxa de remuneração do activo - 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Fator de eficiência de parâmetros de 3,5% ao ano.	Tarifa de Comercialização
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição	<i>Pass through</i> dos custos do acesso: a) uso global do sistema; b) uso da rede de transporte; c) uso da rede de distribuição.				
						Tarifa de Venda a Clientes Finais

Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no sector elétrico (cont. II)

Entidade regulada	Actividade	Forma de regulação	Principais custos	Incentivos	Parâmetros em vigor no período de regulação 2012-2014	Recuperação dos proveitos
EDA, SA Entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA)	Aquisição de Energia e Gestão Global do Sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de funcionamento. Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos activos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores não vinculados da RAA. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de funcionamento.	Incentivo à promoção do desempenho ambiental. Mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de CO ₂ : I _(CO2) Incentivo à eficiente gestão das licenças de emissão de CO ₂ . Partilha de ganhos com operações de SWAP.	Taxa de remuneração do activo - 9,0% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,5% ao ano.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de funcionamento. Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.		Incentivo à promoção do desempenho ambiental.	Taxa de remuneração do activo - 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,5% ao ano.	
	Comercialização de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de funcionamento. Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.			Taxa de remuneração do activo - 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 0,4% a 3,0%.	
EEM, SA Entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM)	Aquisição de energia e gestão global do sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de funcionamento. Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos activos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade	Custos com a aquisição de energia eléctrica a produtores do sistema público da RAM e a produtores não vinculados. Custos com combustíveis para a produção de energia eléctrica. Custos de funcionamento.	Incentivo à promoção do desempenho ambiental. Mecanismo de optimização da gestão das licenças de emissão de CO ₂ : I _(CO2) Incentivo à eficiente gestão das licenças de emissão de CO ₂ . Partilha de ganhos com operações de SWAP.	Taxa de remuneração do activo - 9,0% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,55% ao ano.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de funcionamento. Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.		Incentivo à promoção do desempenho ambiental.	Taxa de remuneração do activo - 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 5% ao ano.	
	Comercialização de Energia Eléctrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de funcionamento. Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.			Taxa de remuneração do activo - 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 5% a 6%.	

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS COM IMPACTE NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Durante o ano de 2011 foi emitida legislação com impacte no cálculo dos proveitos permitidos das empresas reguladas e conseqüentemente no cálculo das tarifas de eletricidade para o ano 2012 e seguintes, designadamente:

1. Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho (artigo 73.º-A) – Introduz o mecanismo de diferimento dos sobrecustos com a aquisição de energia a PRE. Assim, para efeitos de cálculo das tarifas para 2012, o sobrecusto da PRE, incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores devem ser repercutidos nos proveitos permitidos por um período quinquenal. Este mecanismo poderá ser usado nos anos subsequentes para efeitos de estabilidade tarifária até 2020.
2. Portaria n.º 117/2011, de 25 de março – Possibilita a prestação do serviço de interruptibilidade pelos consumidores em MAT, AT e MT que, contratando a sua energia elétrica diretamente em mercado organizado, através de contratação bilateral ou através de comercializadores não regulados, ofereçam um valor de potência máxima interruptível inferior a 4 MW e não inferior a 0,25 MW, ou superior a 4MW desde que não prestem serviço de interruptibilidade ao abrigo da Portaria n.º 592/2010.
3. Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de novembro – Estabelece o diferimento excecional para 2013 do ajustamento anual do montante da compensação referente a 2010, devido pela cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia;
4. Portaria aprovada no âmbito do n.º 4 do Artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho – Define a taxa de juro associada ao mecanismo de diferimento dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE).

Foram também publicados alguns diplomas que sem terem impacte direto e quantificável no cálculo de proveitos estão ligados ao sector e às decisões da ERSE, nomeadamente:

1. Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho (generalidade do diploma) – Transpõe a Diretiva n.º 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho, que integra o designado «Terceiro Pacote Energético» da União Europeia. Este diploma transpõe para a lei Portuguesa um conjunto de considerações, designadamente:
 - Introduz o procedimento de certificação do Operador da Rede de Transporte pela ERSE.
 - Fortalece a transparência na separação jurídica das atividades da distribuição;
 - Estabelece-se o regime aplicável às redes fechadas que contempla a possibilidade de intervenção da ERSE na análise e fixação das tarifas de acesso em casos de manifesta falta de transparência ou razoabilidade.

-
- Confere novos poderes às entidades reguladoras, reforçando a sua independência no exercício das suas funções regulatória, de fiscalização e de certificação de entidades. Neste sentido é reforçado o papel da ERSE, nomeadamente na certificação do operador da rede de transporte, bem como na promoção dos mercados regionais e na coordenação das redes à escala europeia.
 - Aprofunda as regras para garantir a proteção dos consumidores através da introdução de mecanismos que asseguram a mudança de comercializador num período não superior a três semanas e sem custos devidos pelo ato de mudança para o consumidor, bem como o tratamento das reclamações dos consumidores pelas entidades administrativas com competências no sector, designadamente a ERSE e a Direcção-Geral da Energia e Geologia (DGEG).
 - Define o conceito de cliente vulnerável, em consonância com o Decreto-Lei n.º 138 -A/2010, de 28 de dezembro, que criou a tarifa social de eletricidade, aplicável aos clientes de energia elétrica que se encontrem numa situação de carência sócio-económica.
 - Reforça as regras de planeamento das redes de transporte e de distribuição, em consonância com os objetivos comunitários de coordenação das redes à escala europeia, garantindo-se, deste modo, a segurança dos abastecimentos na União Europeia.
2. Resolução do Conselho de Ministros n.º 34/2011, de 1 agosto – Aprova o calendário para a extinção gradual das tarifas reguladas de venda a clientes finais de eletricidade a clientes em baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4kVA e superior ou igual a 10,35kVA a partir de 1 de Julho de 2012. Define, também, a extinção a partir de 1 de janeiro de 2013 das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em baixa tensão com potência contratada inferior a 10,35 kVA.
 3. Regulamento da ERSE n.º 464/2011, de 20 de julho, publicado em Diário da República a 3 de agosto – Estabelece disposições aplicáveis ao exercício das atividades de mobilidade elétrica abrangidas pela regulação da ERSE, designadamente os métodos para a formulação e cálculo de tarifas a aplicar pelo Gestor de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica aos Comercializadores de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica, bem como às obrigações do Gestor de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica, nomeadamente, em matéria de prestação de informação. No âmbito do sector elétrico é definido no artigo 18.º do Regulamento para a Mobilidade Elétrica a necessidade de fixação da tarifa de acesso às redes de energia elétrica aplicável às entregas dos comercializadores de energia para a mobilidade elétrica.
 4. Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro - Cria o apoio social extraordinário ao consumidor de energia, destinado às pessoas singulares que se encontrem em situação de beneficiar da tarifa social de eletricidade.

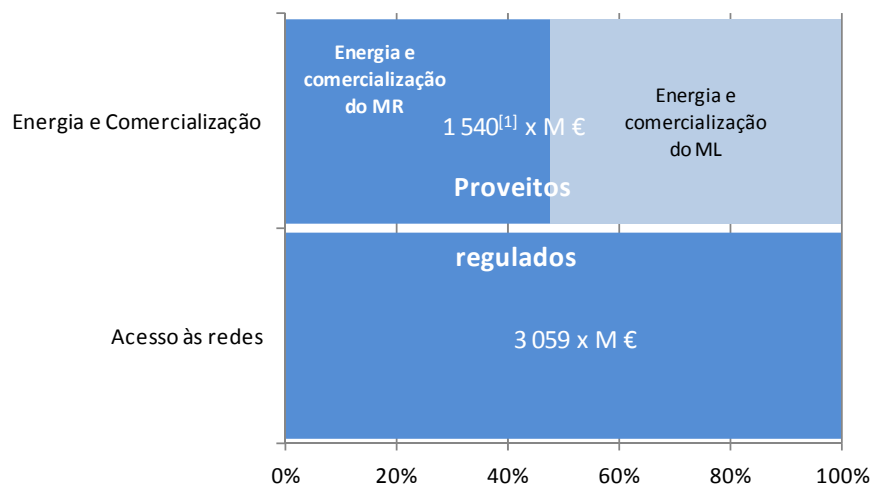
3.1 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2012

A faturação global das empresas do sector elétrico compreende os proveitos regulados, bem como a faturação associada aos fornecimentos no Mercado Livre. Os proveitos regulados incluem os proveitos

de energia e de comercialização do Comercializador de Último Recurso (Mercado Regulado) e os proveitos recuperados pelas tarifas de acesso às redes.

Na Figura 3-1 apresenta-se o montante de proveitos regulados no sector elétrico em Portugal continental e o seu peso relativo nos proveitos totais do sector¹⁰, no montante de 6 286¹¹ milhões de euros.

Figura 3-1 - Proveitos do sector elétrico



Nota: [1] O valor de 1 540 milhares de euros inclui o valor do sobreproveito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias

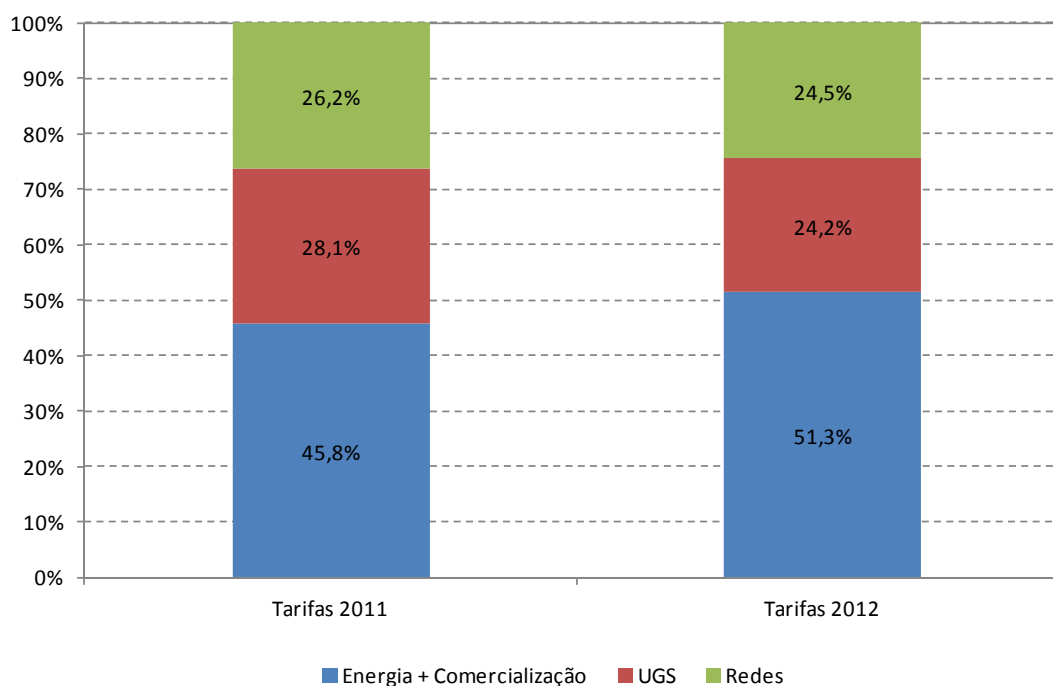
Importa, no entanto, referir que os custos de energia no mercado regulado são determinados de acordo com o mercado grossista e que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso refere-se aos custos de interesse económico geral e medidas de política energética e ambiental, na sua quase totalidade determinados no âmbito da legislação em vigor.

Assim, os proveitos permitidos a recuperar com as tarifas de Acesso podem ser divididos em duas categorias: redes e uso global do sistema (UGS). Na parcela de redes incluem-se os proveitos com a atividade de Transporte de Energia Elétrica e com a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Na UGS incluem-se os custos de interesse económico geral e medidas de política energética e ambiental, bem como os custos com a atividade de Gestão Global do Sistema. A Figura 3-2 permite comparar a variação da estrutura dos proveitos por atividade, no sector elétrico, de tarifas 2011 para tarifas 2012.

¹⁰ A faturação de Energia e Comercialização foi obtida considerando o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

¹¹ Este valor inclui o sobreproveito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias no montante de 5 milhões de euros.

Figura 3-2 - Estrutura dos proveitos por sector por atividade



Da análise da figura, verifica-se que o peso da Energia e comercialização subiu 5,6%. A UGS baixou cerca de 4 %, sobretudo por via das alterações legislativas com impacto ao nível do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial e CMEC.

Nos quadros seguintes apresenta-se o montante dos proveitos regulados a recuperar com a aplicação nas tarifas de energia elétrica em Portugal continental (Quadro 3-4) e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (Quadro 3-5) considerados para tarifas 2011 e 2012.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Proveitos permitidos

**Quadro 3-4 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em
Portugal continental**

	Unidade: 10 ³ EUR		
	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Variação de proveitos T2012/T2011
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Gestão Global do Sistema			
Proveitos permitidos do ORT	555 341	487 016	
Custos gestão do sistema	72 701	48 238	
Custos de interesse geral	419 825	378 351	
Custos com garantia de potência	62 814	60 426	
Custos a recuperar pelo ORD	1 577 482	688 076	
Sustentabilidade de mercados e coexistência	-445 870	350 307	
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	-2 467	1 004	
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	-53 729	-5 249	
Proveitos a recuperar com a UGS	1 630 757	1 521 154	-6,7%
Transporte de energia elétrica			
Proveitos permitidos do ORT	289 180	328 490	
Diferença entre os valores faturados pela EDP D e os valores pagos à REN	5 972	-23 142	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT	295 152	305 348	3,5%
Distribuição de energia elétrica			
Total dos proveitos em AT/MT	460 083	486 833	
Total dos proveitos em BT	765 531	745 448	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 225 614	1 232 281	0,5%
Comercialização regulada			
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	1 229	717	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	590	450	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	86 635	76 404	
Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização	88 454	77 571	-12,3%
Aquisição em mercado+OMP+Cesur	536 517	264 787	
Aquisição aos PRE (exclui sobrecusto)	761 002	1 153 248	
Custos com serviços do sistema	22 275	32 532	
Custos de funcionamento	12 854	6 390	
Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia	1 332 648	1 456 956	9,3%
Proveitos a recuperar com as tarifas	4 572 625	4 593 310	0,5%
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	53 729	5 249	
Tarifa Social	-4 343	-6 064	
Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	4 626 354	4 592 495	-0,7%

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Proveitos permitidos

**Quadro 3-5 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões
Autónomas dos Açores e da Madeira**

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Variação de proveitos T2012/T2011
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	112 814	160 764	42,5%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	36 501	44 069	20,7%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 609	7 313	58,7%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma dos Açores	153 924	212 145	37,8%

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Variação de proveitos T2012/T2011
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	106 674	157 981	48,1%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	42 269	49 340	16,7%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 776	5 137	7,5%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma da Madeira	153 719	212 458	38,2%

As principais componentes que condicionam a evolução dos proveitos são: (I) as quantidades de energia elétrica e o número de clientes; (II) a evolução dos custos de energia; (III) os desvios de anos anteriores (IV) a evolução dos custos de interesse económico geral e (V) as metas de eficiência e incentivos promovidos pelo regulador.

Nos pontos seguintes analisam-se os efeitos destas componentes na variação dos proveitos permitidos de 2011 para 2012, por atividade, para o Continente.

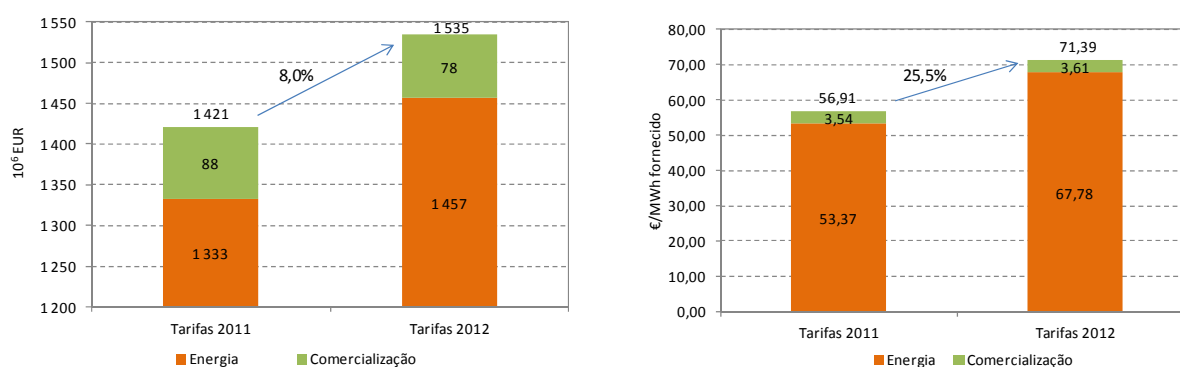
Relativamente às Regiões Autónomas o diferencial entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais nas respetivas regiões é pago por todos os consumidores do sector elétrico através das tarifas de Uso Global do Sistema. O impacto da variação dos proveitos permitidos das Regiões Autónomas é analisado através da variação do sobrecusto das Regiões Autónomas.

3.2 PROVEITOS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO

Os proveitos a recuperar pela tarifa de energia e de comercialização do CUR apresentam um acréscimo de 2011 para 2012. Esta situação resulta essencialmente do efeito de acréscimo dos preços médios de mercado. A extinção de tarifas para clientes com consumos em MAT, AT, MT e BTE e suas consequências em termos regulamentares também influenciam o valor médio apresentado.

O impacte referido pode ser verificado pela análise das figuras seguintes¹².

Figura 3-3 - Proveitos de energia e comercialização do CUR



¹² Os proveitos unitários apresentados refletem, nomeadamente, as perdas nas redes. Não está incluído o sobreproveito resultante da aplicação da tarifa transitória.

Figura 3-4 - Energia e número de clientes

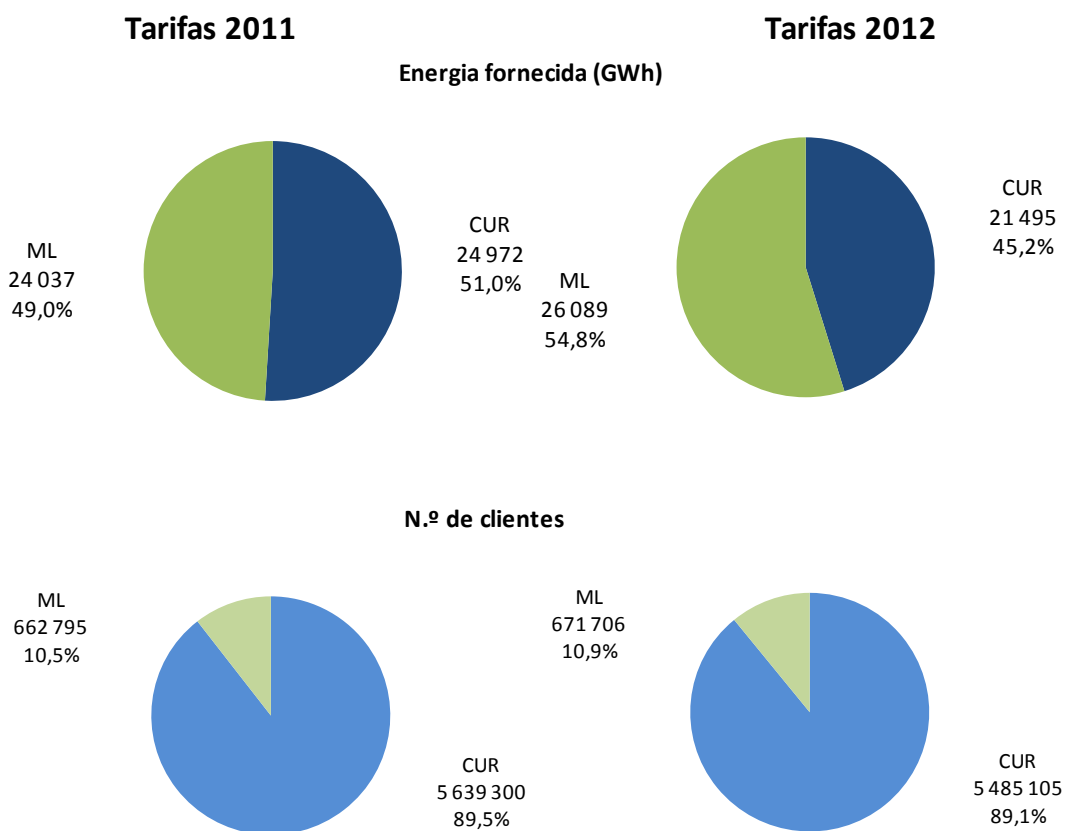
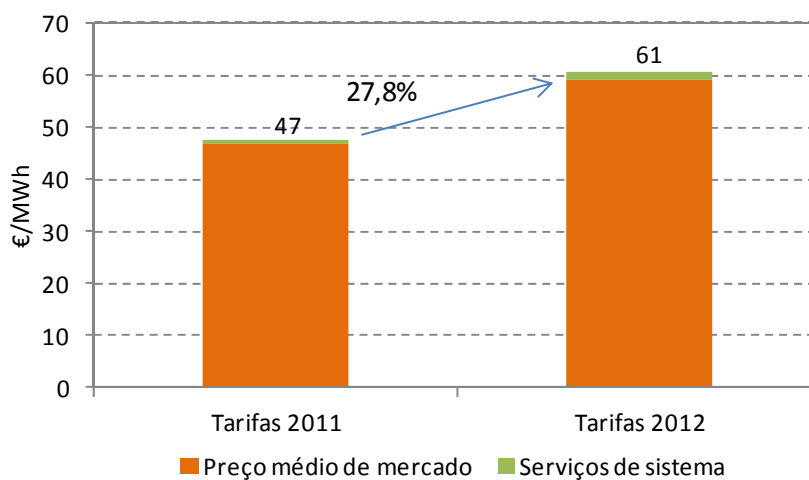


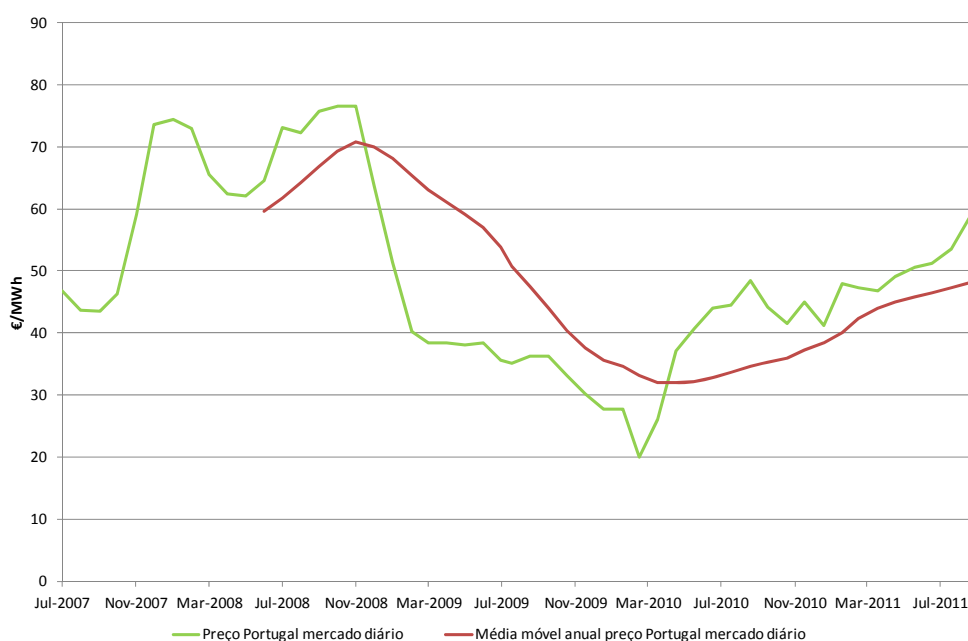
Figura 3-5 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema



EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE ENERGIA

O preço da energia elétrica no mercado diário da OMEL para Portugal tem evoluído de uma forma descontínua. Registou-se uma diminuição acentuada entre novembro de 2008 (76,7 €/MWh) e março de 2010 (cerca de 20 €/MWh), tendo a partir dessa data voltado a crescer até atingir quase 59 €/MWh em setembro de 2011.

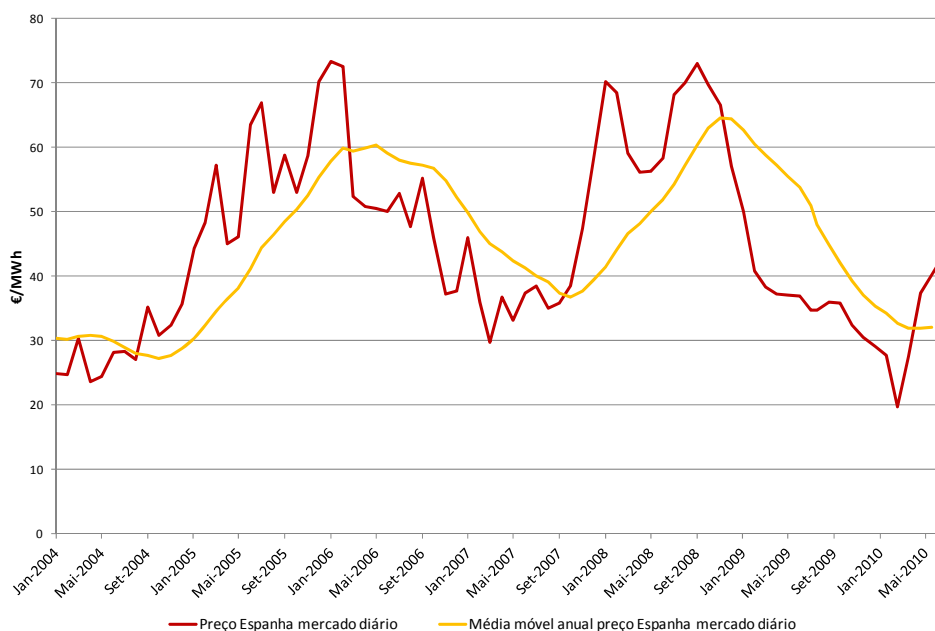
Figura 3-6 - Preços mercado diário Portugal



Fonte. ERSE com base em dados OMEL

No caso do mercado espanhol, e para um maior período de análise, observa-se uma tendência semelhante.

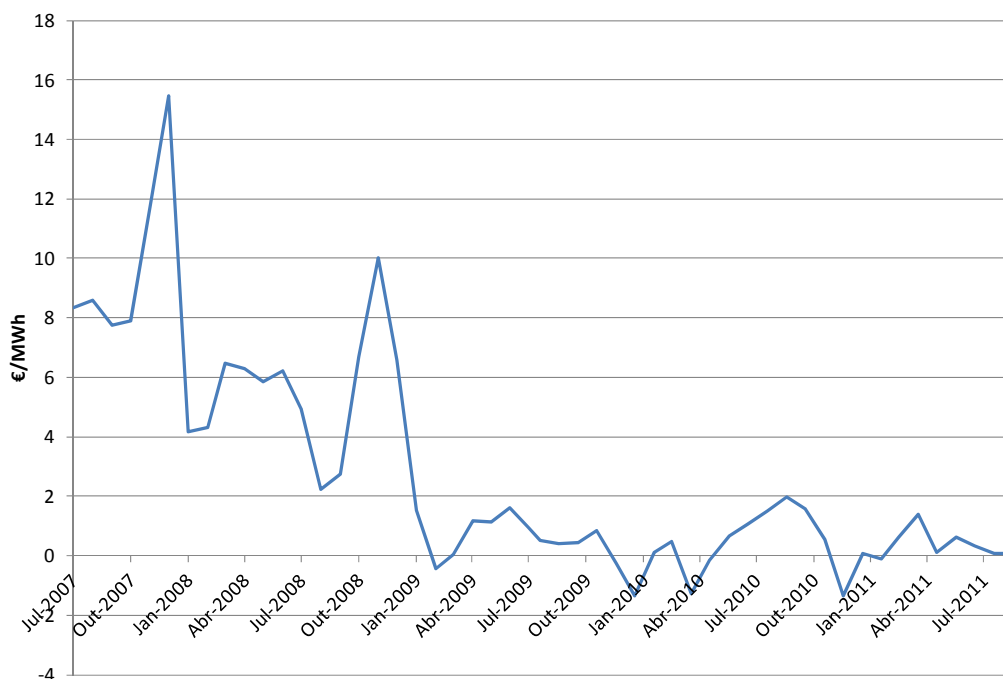
Figura 3-7 - Preços mercado diário Espanha



Fonte. ERSE com base em dados OMEL

Sublinhe-se que o diferencial de preços entre Portugal e Espanha tem vindo a diminuir desde o arranque do MIBEL em julho de 2007.

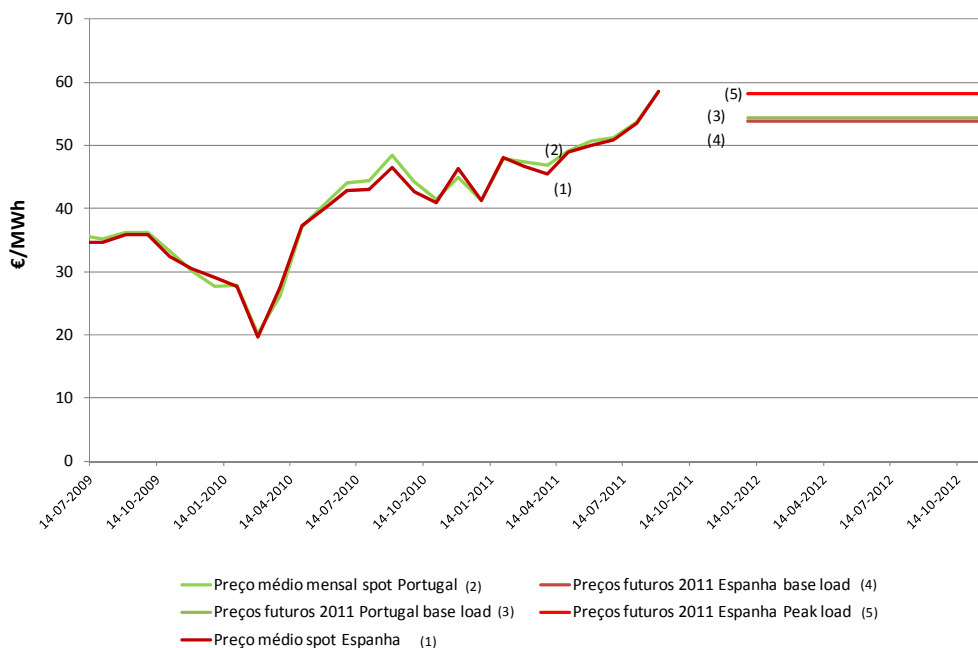
Figura -3-8 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha



Fonte. ERSE com base em dados OMEL

Os preços dos contratos de futuros¹³ apontam para a manutenção dos valores do preço de energia entre 54 €/MWh e 59 €/MWh em 2012

Figura 3-9 - Evolução do preço *spot* e dos mercados de futuros

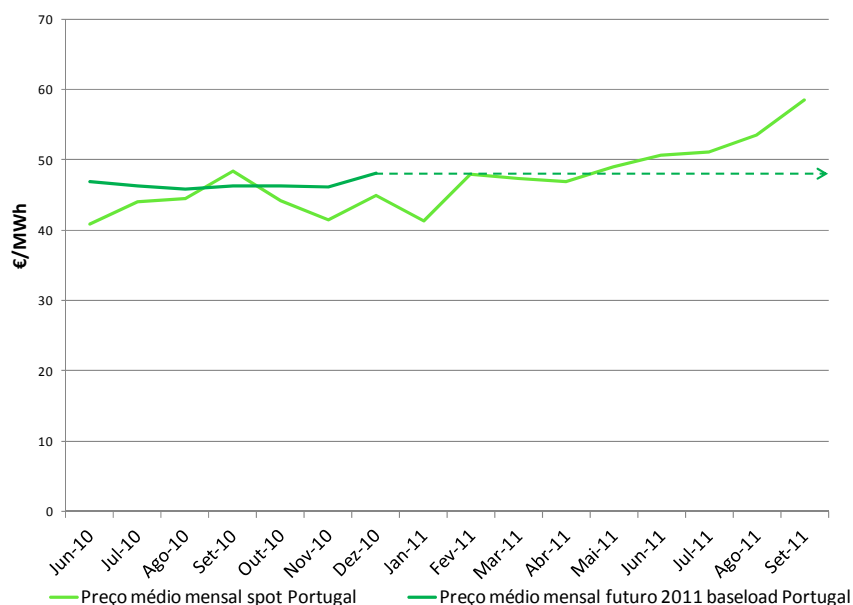


Fonte: OMIP

Porém, os preços de futuros refletem as condições do mercado *spot* com um prémio de risco, tal como mostra a Figura 3-10. Nesta figura compara-se a evolução dos preços dos contratos de futuros *baseload* para Portugal para entrega em 2011.

¹³ Média mensal em setembro

Figura 3-10 - Evolução do preço médio spot e dos mercados de futuros



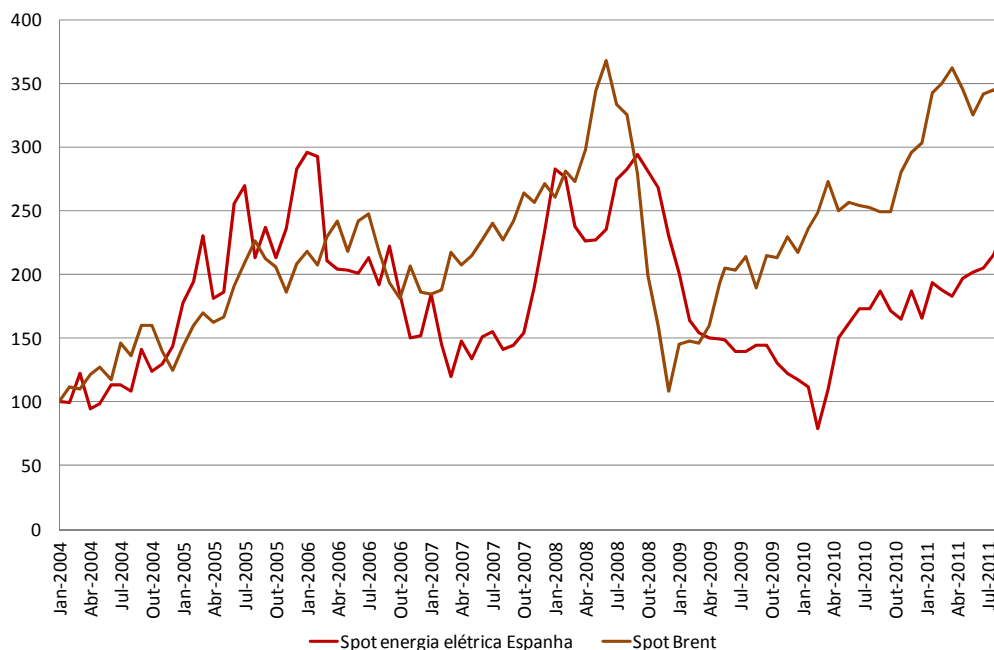
Fonte: ERSE com base em dados OMEL e OMIP

Assim, a observação dos mercados de futuros pode não constituir uma base fidedigna de previsão da evolução dos preços de energia elétrica, justificando-se para este efeito complementar esta observação com uma análise aos fatores explicativos da evolução do preço de energia elétrica.

FATORES EXPLICATIVOS DA EVOLUÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA

A evolução do preço de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e o preço do petróleo estão correlacionados como mostra a Figura 3-11.

Figura 3-11 - Preços médios mensais energia elétrica Espanha e Brent (euros)

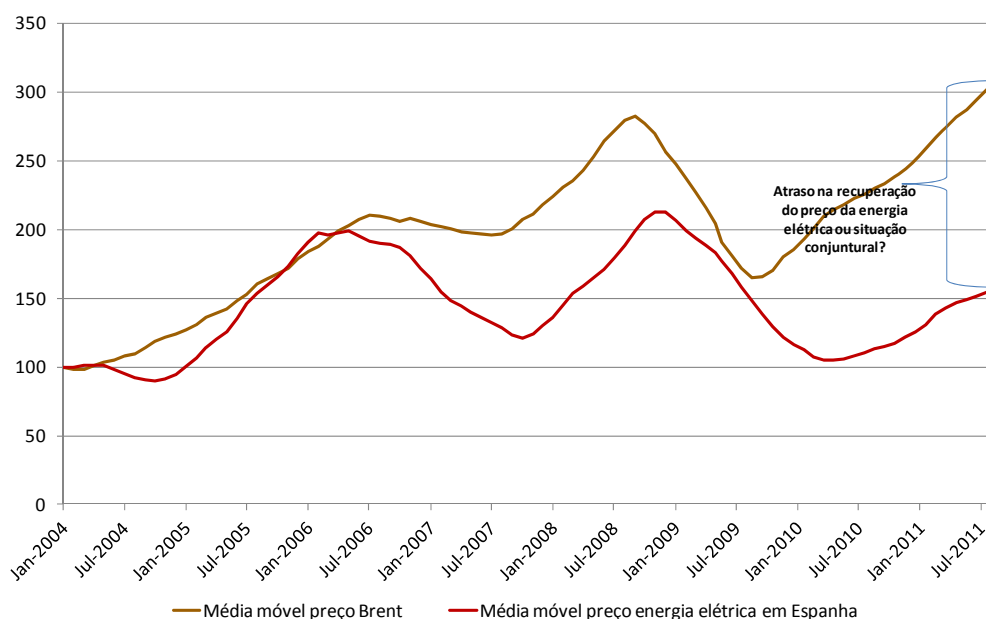


Fonte: ERSE com base em dados OMEL e Reuters

Como se verá, esta correlação advém, em grande parte, da relevância da energia elétrica produzida pelas centrais a gás natural de ciclo combinado na definição dos preços de mercado da energia vendida.

A Figura 3-12 mostra que caso os efeitos decorrentes da sazonalidade, nomeadamente o impacto da hidraulicidade na evolução dos custos marginais do sistema, forem anulados, recorrendo-se para este efeito à média móvel, a correlação aumenta: de 0,57 para 0,66.

Figura 3-12 - Média móvel mensal preços spot energia elétrica e Brent (euros)



Fonte: ERSE com base em dados OMEL e Reuters

Contudo, no final do período analisado na figura verificou-se um desfasamento, de cerca de 8 meses, entre a evolução do preço do petróleo e a evolução do preço da energia elétrica. Esse período de desfasamento tem vindo a aumentar. Esta “divergência temporal” reflete em parte o desfasamento existente¹⁴ entre o preço do petróleo e os custos de produção das centrais de ciclo combinado a gás natural. Contudo, no caso presente este não deverá ser o único fator.

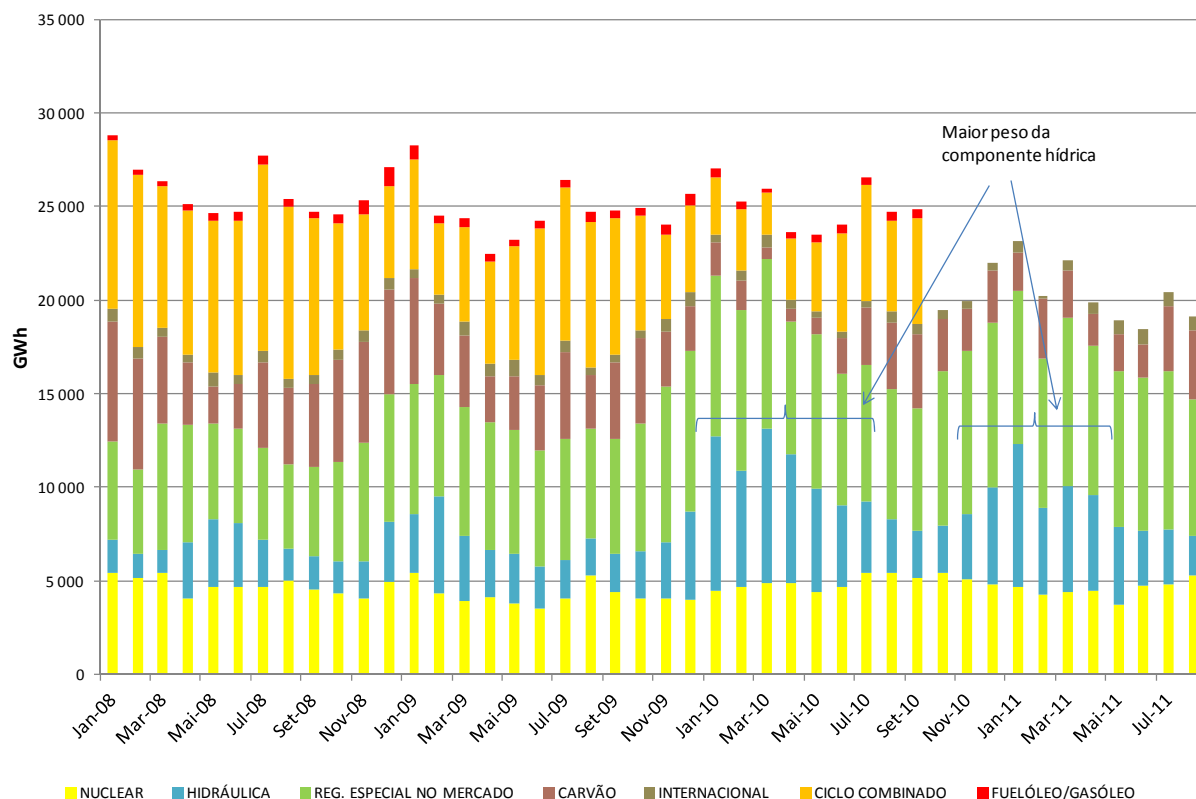
Registe-se aliás que a correlação entre as médias móveis do preço da energia elétrica e do petróleo calculada o ano passado para a série terminada em setembro de 2010 de 0,77.

De modo a melhor se entender os motivos para este desfasamento é analisado com mais cuidado o mix de produção que, para além dos custos dos combustíveis, influencia a evolução do preço de energia elétrica.

No que diz respeito ao mix de produção, assistiu-se no 1º semestre de 2011, tal como já tinha acontecido no 1.º semestre de 2010, a um maior peso da produção de origem hídrica na energia transacionada na OMEL.

¹⁴ Devido às condições definidas contratualmente de aquisição do gás natural a médio ou longo prazo.

Figura 3-13 - Energia transacionada por tecnologia

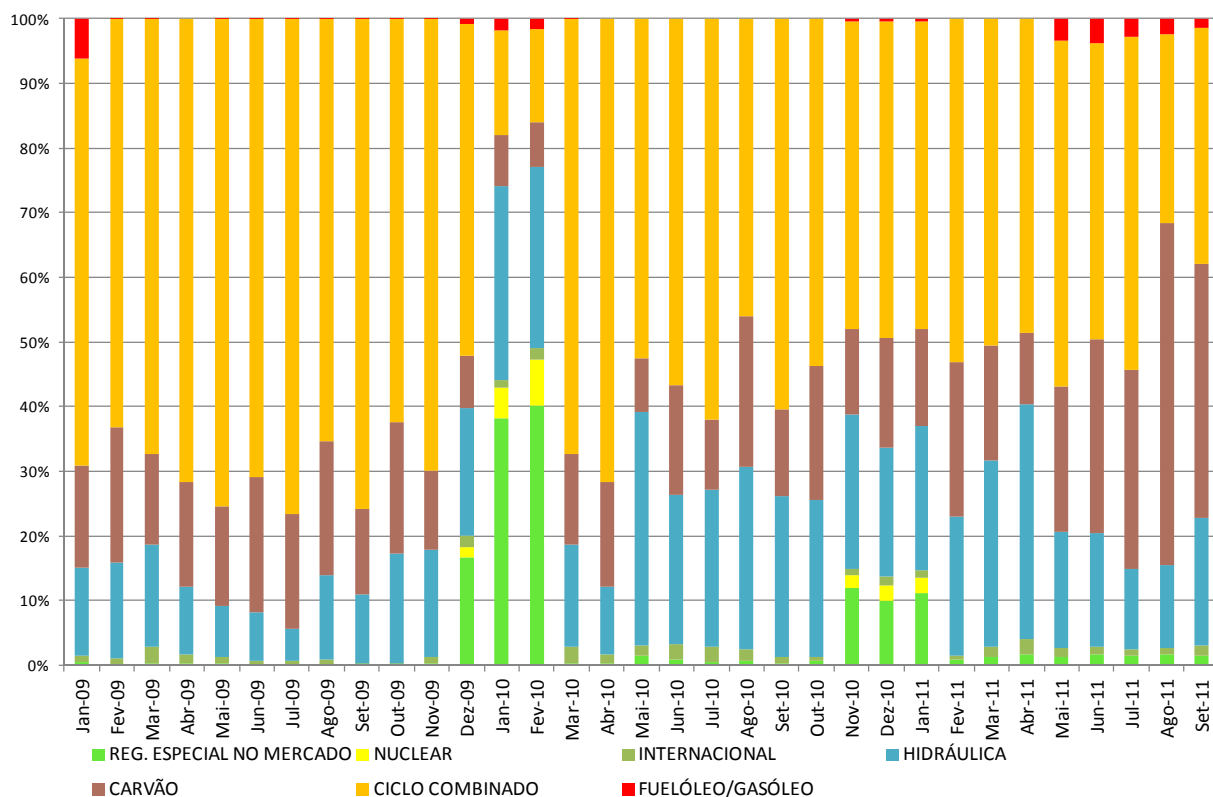


Fonte: OMEL

Porém, ao contrário do ocorrido no 1º trimestre do ano anterior as tecnologias que definiram o preço de fecho em 2011 foram as centrais térmicas ordinárias, designadamente as centrais de ciclo combinado a gás natural, cujo custo marginal de produção está bastante dependente do preço do petróleo (com desfasamento até 6 meses) e as centrais a carvão. Registe-se que o grande peso da produção de centrais a carvão na definição do preço de energia elétrica não é usual. Tal facto pode evidenciar uma alteração da ordem de mérito das centrais a carvão¹⁵, tradicionalmente centrais de base.

¹⁵ Provavelmente não por força da alteração do preço relativo do carvão e do gás natural, mas pela necessidade de escoar grandes quantidades de gás natural associados a contratos de *take or pay*.

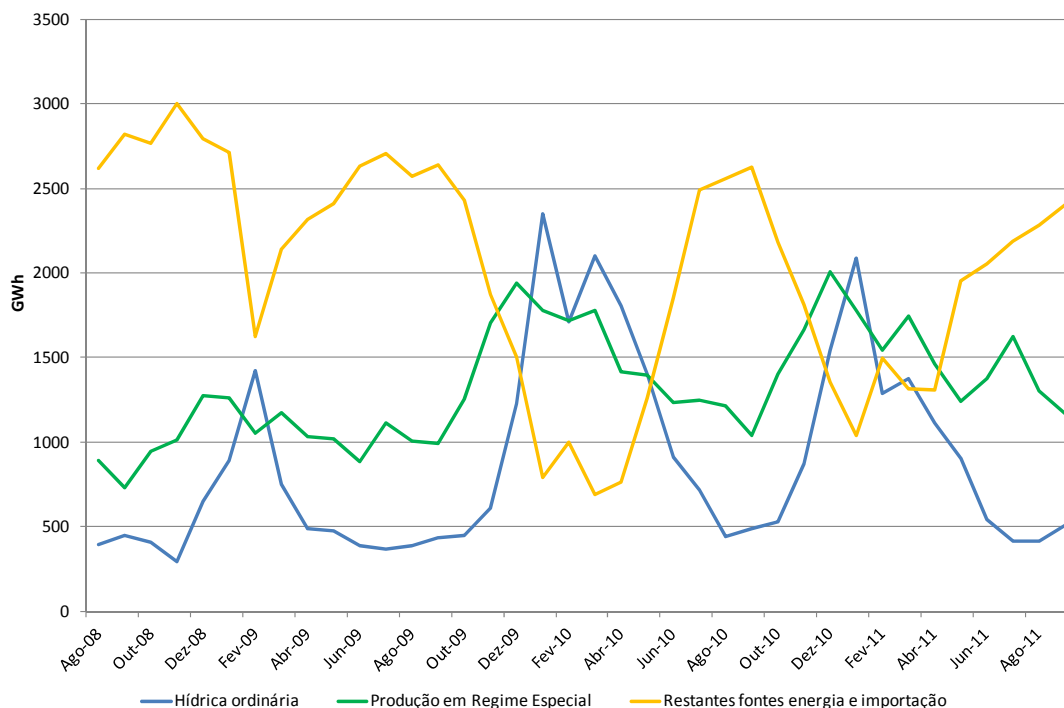
Figura 3-14 - Peso relativo das tecnologias com preços ofertados acima de 95% do preço de mercado MIBEL



Fonte: OMEL

Numa análise mais abrangente em termos temporais e para o caso português, observa-se na Figura 3-15 que o peso no consumo da produção em regime especial e da produção das grandes hídricas foi anormalmente elevado entre o 4º trimestre de 2010 e o primeiro trimestre de 2011. Situação semelhante, já tinha ocorrido no ano anterior. Observa-se igualmente que, tal como o ano em 2010, o peso da produção ordinária é reposto a partir do 2.º trimestre, embora este ano de uma forma acentuada e mais cedo do que no ano anterior.

Figura 3-15 - Satisfação do consumo referido à emissão



Fonte: ERSE, com base em dados REN

As razões que explicam essa evolução são conhecidas:

- Queda do consumo de energia elétrica.
- Entrada em funcionamento de novos projetos de produção em regime especial, designadamente eólicos.

O maior peso da produção em regime ordinária face ao ano anterior pode explica-se pela menor hidraulicidade.

O efeito da produção em regime especial no preço de mercado é importante, tendo em conta que o preço desta fonte de energia não é definido no mercado grossista, a maior produção conduz a uma diminuição da procura residual em mercado, levando, em consequência, à diminuição do seu preço.

Pondo de parte o incremento da produção em regime especial, a diminuição da produção em regime ordinária ocorrida no início de 2011 tem razões de ordem conjunturais. A reposição desta produção no resto do ano, fruto de uma menor hidraulicidade, tem impacto no preço de energia elétrica.

Este facto, conjugado com o aumento do preço do petróleo, é o principal fator explicativo do aumento observado nos últimos meses no preço da energia elétrica.

O preço do petróleo encontra-se há algum tempo ao nível do segundo trimestre de 2008, sendo que a média móvel do seu preço situa-se a um nível ainda mais alto do que no 3.º trimestre de 2008.

Figura 3-16 - Evolução preço Brent (EUR/bbl)



Fonte: Reuters

A evolução mais recente do preço do petróleo aponta para a sua estagnação, embora a um nível bastante elevado.

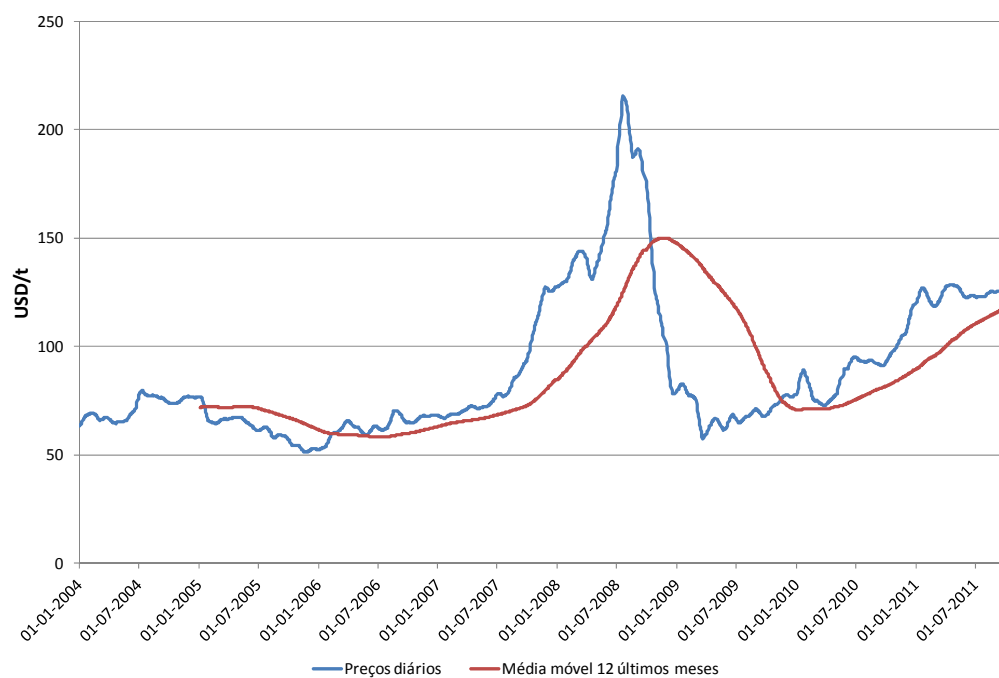
Figura 3-17 - Evolução preço Brent (EUR/bbl)



Fonte: Reuters

O gráfico seguinte mostra que no caso do preço do carvão observa-se igualmente um incremento face a 2010, embora desde o 1.º trimestre de 2011 o preço do carvão tenha estagnado.

Figura 3-18 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t)



Fonte: Reuters

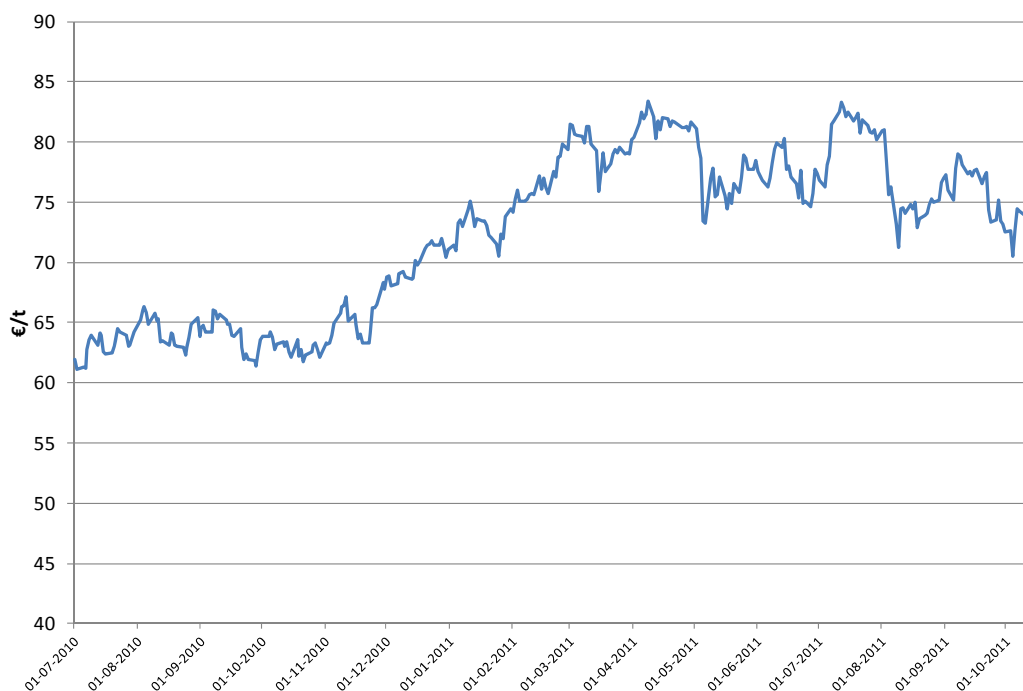
Figura 3-19 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t) base 100 2008



Fonte: Reuters

Os preços no mercado de futuros do petróleo para entrega no final do próximo ano estão abaixo dos preços que se verificam atualmente.

Figura 3-20 - Evolução preço futuros petróleo Brent entrega dezembro de 2012



PREVISÕES

Pelo referido, considera-se que os valores atuais do mercado *spot* de energia elétrica para Portugal, em torno 60 €/MWh¹⁶, estão ligeiramente acima do que se deverá verificar em 2011, como apontam os valores do mercado de futuros de energia elétrica e do petróleo para esse ano. Esta previsão assenta principalmente nas seguintes constatações:

- Vão continuar a se fazer sentir os efeitos do aumento da produção em regime especial, conjugada com a diminuição do consumo.
- Os efeitos da hidraulicidade anormalmente elevada, ocorrida no primeiro trimestre, reverteram-se durante o Verão, sendo que os preços atuais refletem condições climáticas desfavoráveis para a produção hidroelétrica.
- Os preços das matérias-primas têm-se mantido constantes, não se perspetivando um aumento do preço do petróleo.

¹⁶ Preços à fronteira

Assim, quanto ao preço do petróleo assume-se um cenário relativamente prudente para a evolução do mesmo (110 USD/bbl).

Não se considera que o preço da energia elétrica cresça para além do atual patamar, devido a fatores estruturais e conjunturais apontados, em especial o incremento da produção em regime especial conjugado com a diminuição do consumo que conduzem a uma diminuição da procura residual em mercado.

Deste modo, com base nos preços observados nos últimos meses nos mercados de futuros, as previsões da ERSE para 2012 e as estimativas para 2011 (com dados reais até agosto) do preço médio de aquisição do CUR em Portugal são as constantes do quadro seguinte.

Quadro 3-1 - Previsões de preços de mercado¹⁷ para 2011 e para 2012

	2011		2012
	Tarifas 2011	Tarifas 2012 (valores reais até Agosto)	Tarifas 2012
Preço médio de aquisição do CUR em Portugal €/MWh	47,40	52,5	60,1
Preço petróleo USD/bbl	80,0	101,3	109,6
Índice de produtividade hidroelétrica	1,0	≈1,0	1,0

Nota: O preço médio de aquisição do CUR em Portugal exclui os custos de funcionamento.

Ao preço de aquisição do CUR (com serviços de sistema) há que adicionar os custos decorrentes dos desvios de faturação associados à aquisição de energia elétrica para fornecimento. Para 2011, estima-se que, em termos unitários, estes custos sejam de 1,04 €/MWh e prevê-se para 2012 que estes custos sejam de 0,46 €/MWh.

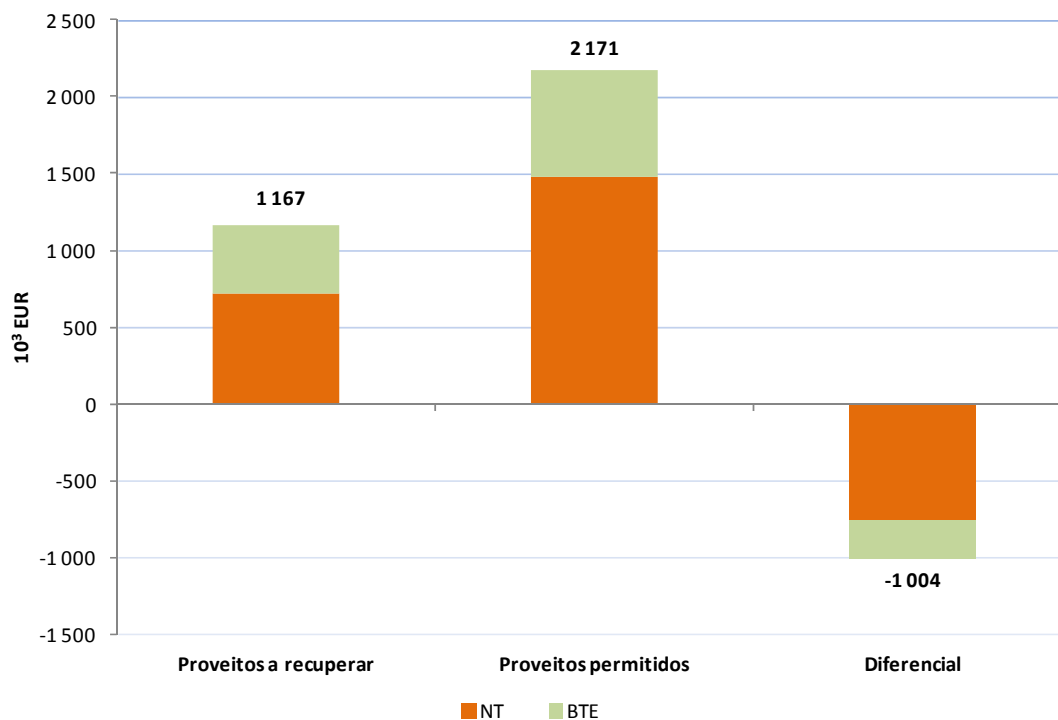
EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE COMERCIALIZAÇÃO

Os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa de comercialização são transitoriamente calculados com base no nível tarifário do ano anterior afetado de um fator de atualização. Posteriormente, esse

¹⁷ O preço médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado. No que diz respeito a 2011 o preço médio de aquisição incorpora igualmente o efeito da maior parte das quantidades terem sido adquiridas no primeiro semestre fruto da saída dos clientes para o mercado.

valor é comparado com o valor dos proveitos permitidos, sendo a diferença transferida para a UGS. O valor deste diferencial, por nível de tensão, é apresentado de seguida.

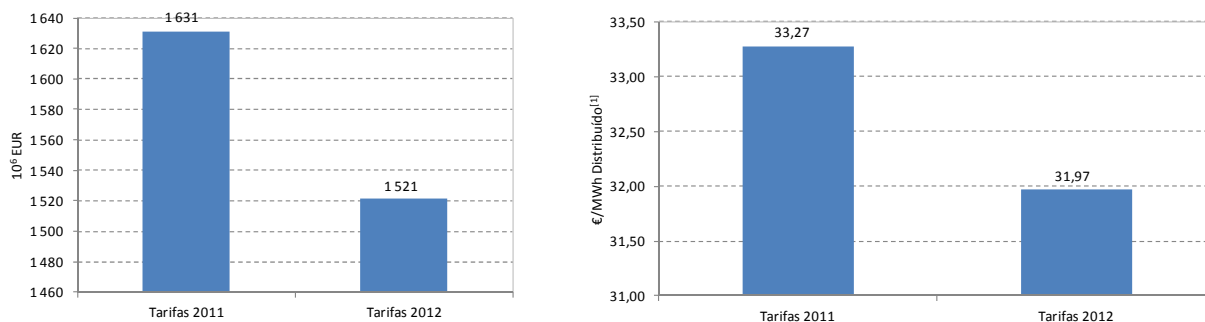
Figura 3-21 - Diferencial da atividade de Comercialização resultante da extinção das tarifas reguladas para consumos em MAT, AT, MT (NT) e BTE



3.3 PROVEITOS DA UGS

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS apresentam uma redução de 110 milhões de euros (Figura 3-22).

Figura 3-22 – Variação dos proveitos a recuperar com a UGS



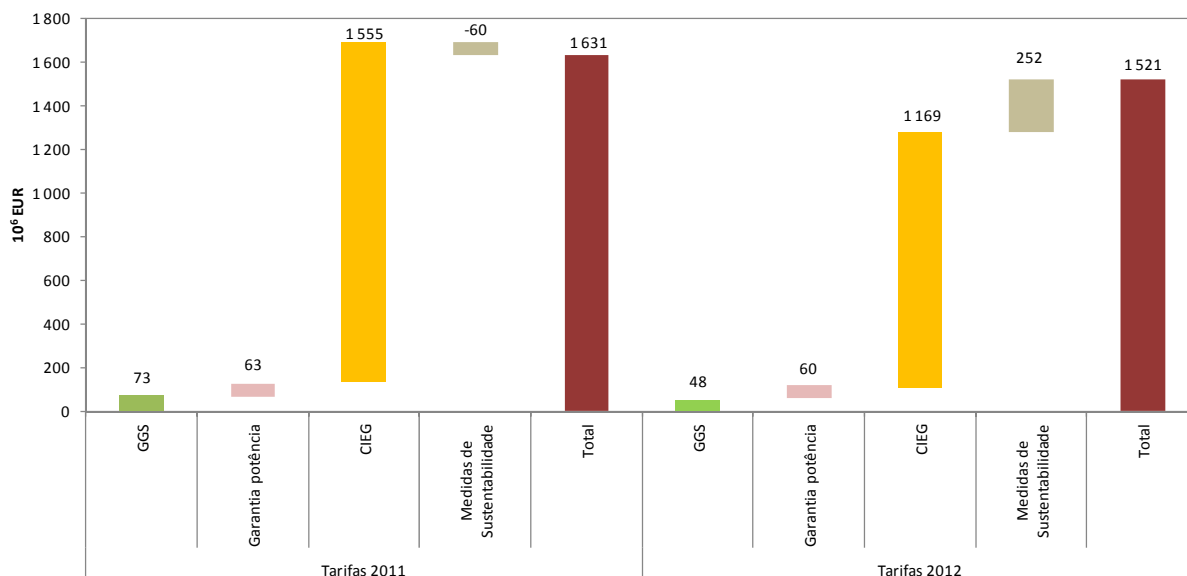
Nota: [1] Energia distribuída à saída da rede de distribuição

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS resultam da soma de várias componentes: (I) custos com a gestão do sistema; (II) Custos com a garantia de potência (III) custos de interesse económico geral; (IV) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo de medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária e (V) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo do Decreto-Lei n.º165/2008.

As medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária incluem a parcela relativa à estabilidade tarifária, o diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em NT (MAT, AT e MT) e BTE e o sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória aos clientes nos níveis de tensão mencionados.

A Figura 3-23 permite analisar a evolução destas componentes de 2011 para 2012 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de UGS.

Figura 3-23 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente



3.3.1 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

Os custos de gestão do sistema reduziram-se cerca de 34%, relativamente aos valores aceites para Tarifas 2012. Para esta variação contribuiu essencialmente a redução dos ajustamentos referentes a anos anteriores.

3.3.2 INTERRUPTIBILIDADE

A Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho estabelece as condições aplicáveis ao serviço de interruptibilidade, a prestar por um consumidor de eletricidade ao operador da rede de transporte, bem como o regime retributivo do referido serviço e as penalizações associadas a eventuais incumprimentos, no sentido de harmonizar as condições de interruptibilidade no mercado ibérico.

O serviço de interruptibilidade é gerido pelo operador da rede de transporte em todas as suas vertentes: administrativa, técnica e operacional.

O serviço de interruptibilidade passou a aplicar-se a todos os consumidores de eletricidade em MAT, AT, e MT que contratem a sua energia diretamente no mercado organizado, através de contratação bilateral ou através de comercializadores não regulados.

Os contratos de prestação de serviços de interruptibilidade existentes à data da entrada em vigor da portaria cessaram a sua vigência a 24 de julho de 2011. Estes consumidores para continuarem a prestar

o serviço de interruptibilidade não se podem manter no comercializador de último recurso e têm que aderir a novo contrato de prestação de serviços de interruptibilidade a celebrar com o ORT.

Em 2009, verificou-se uma quebra nos custos com este serviço motivado pela saída de clientes para o mercado e por esse facto não podiam prestar este serviço. As previsões da ERSE para 2012 apresentam um cenário mais prudente relativamente à previsão da REN, tendo sido considerados em proveitos cerca de 75 milhões de euros.

3.3.3 TAXA DE REMUNERAÇÃO DOS TERRENOS DE DOMÍNIO PÚBLICO HÍDRICO

A Portaria n.º 542/2010, de 21 de julho procedeu à revisão da taxa aplicável ao cálculo da remuneração das rendas dos terrenos situados no domínio público hídrico mantidos na posse da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) revogando a Portaria n.º 481/2007, de 19 de abril.

Assim, a taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico deixou de estar indexada à taxa de variação dos últimos 12 meses do Índice de Preços no Consumidor, publicada pelo INE relativamente ao mês de setembro do ano anterior ao de amortização legal dos terrenos em causa e passou a ser calculada com base na taxa *swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa, verificada no primeiro dia do mês de janeiro, divulgada pela Reuters à hora de fecho de Londres, acrescida de meio ponto percentual. A referida Portaria produziu efeitos a partir de 1 de janeiro de 2011.

Esta alteração implicou, relativamente a 2010, um agravamento dos proveitos em 11 246 milhares de euros.

O Quadro 3-6 apresenta a evolução da remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico que se mantém na posse da entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT).

Quadro 3-6 - Remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico

	1999 a 2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Parcela associada aos terrenos de domínio público hídrico										
Remuneração dos terrenos		24 076	19 848	16 611	14 609	8 659	10 054	-1 331	10 545	9 916
Taxa de remuneração	6,5%	5,5%	4,8%	4,3%	3,9%	2,4%	2,9%	-0,4%	3,3%	3,2%
		SWAP	SWAP	SWAP	SWAP/IPC _{Set}	IPC _{Set}	IPC _{Set}	IPC _{Set}	SWAP	SWAP

Unidade: 10³ EUR

Notas:

De 1999 até ao 1.º semestre de 2007 aplicou-se a Portaria 96/2004, de 23 de janeiro.

Do 2.º semestre de 2007 até 2010 aplicou-se a Portaria 481/2007, de 19 de abril.

Em 2011 e 2012 aplicou-se a Portaria 542/2010, de 21 de julho

3.3.4 CUSTOS COM GARANTIA DE POTÊNCIA

Segundo a Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, a instituição de instrumentos de incentivo à garantia de potência tem por fundamento essencial, do ponto de vista da política energética, as vantagens decorrentes de se assegurar um adequado grau de cobertura da procura pela oferta de energia elétrica e uma adequada disponibilidade. Estabelece-se a atribuição, por um período de 10 anos, de um incentivo ao investimento aos centros electroprodutores que disponham de uma potência instalada igual ou superior a 50MW, que tenham entrado em funcionamento há menos de 10 anos e que não estejam sujeitos aos CMEC. O incentivo ao investimento para 2012 é idêntico ao fixado em 2011 sendo atribuído o valor de 20 000€/MW instalado.

Assim, é atribuído para 2012 o montante de 60 426 milhares de euros referente ao incentivo ao investimento.

O Quadro 3-7 apresenta os pressupostos utilizados no cálculo do valor.

**Quadro 3-7 - Custos com o mecanismo de garantia de potência
(incentivo ao investimento)**

	Data de entrada em exploração	Potência líquida máxima	Montante anual
	Ano	MW	10 ³ EUR
EDP			
Alqueva	2003	240,0	4 800
Ribatejo	2004	1 168,8	23 376
Lares	2009	862,7	17 253
Total			45 429
Endesa			
PEGO (CCGN) - I	2010	418,5	8 370
PEGO (CCGN) - II	2011	331,4	6 627
Total			14 997
Total		3 021,3	60 426

Nota: O valor foi calculado com um pressuposto de 20 000€/MW instalado.

3.3.5 MECANISMO DA CORREÇÃO DE HIDRAULICIDADE

De acordo com o Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, que aprova o novo mecanismo de correção de hidraulicidade e que revoga o Decreto-Lei n.º 338/91, de 10 de setembro, o nível máximo de referência com base no saldo da conta a 31 de dezembro de 2009, deduzido dos montantes respeitantes

a 2008 que ainda não tinham sido transferidos para a entidade concessionária da RND, corresponde a 70 992 milhares de euros.

Para determinação do valor anual da correção de hidraulicidade, a ERSE estabelece a taxa prevista na alínea d) do número 1 do artigo 4º do referido Decreto-Lei, nos termos previstos no número 5 do artigo 83º do Regulamento Tarifário publicado pela ERSE no Regulamento n.º 496/2011, de 19 de agosto.

A publicação dessa taxa está incluída no quadro de parâmetros e irá influenciar a determinação do diferencial anual de correção de hidraulicidade ajustado tal como previsto no número 2 do artigo 5º do Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro.

Anualmente, se não ocorrer nenhum movimento extraordinário do fundo, aquele montante será reduzido em um sétimo¹⁸. Assim o saldo de referência em 2010 e o estimado para 2011 são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 3-8 - Valor máximo de referência para FCH

Unid: 10³ EUR

	2010	2011
Nível máximo de referência em 2009 (1)	-70 992	-60 851
Montante a deduzir (2)	10 142	10 142
Nível máximo 2010 (3) = (1)+(2)	-60 851	-50 709
Encargos financeiros (4)	-3 216	-2 968
Montante total a deduzir (5) = (4)-(2)	-13 358	-13 110

Os valores do FCH referentes a 2009, a 2011 deverão ser objeto de revisão no processo de tarifas de 2013 após homologação dos movimentos da conta referentes a 2009 e 2010.

3.3.6 DESCONTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL

O valor do desconto por aplicação da tarifa social é determinado pela ERSE tendo em conta o limite máximo da tarifa social a clientes finais dos comercializadores de último recurso, fixado anualmente através de despacho do membro responsável pela área da energia. De acordo com o Despacho n.º 13011/2011, de 29 de setembro, a variação para 2012 foi fixada em 2,3%

¹⁸ A aplicação do disposto no artigo 5º do Decreto-Lei n.º 110/2010, de 14 de outubro, poderá levar a que o ritmo de evolução destes custos para efeito de tarifas entre 2013 e 2016 seja ajustado face ao considerado em tarifas de 2011 e 2012. No entanto, estes cálculos deverão ser analisados e enviados para proposta ao CT no âmbito do processo de fixação de tarifas em anos posteriores.

Os custos com a tarifa social ascendem em 2012 a 6 milhões de euros, sendo financiada conforme apresentado no quadro seguinte:

Quadro 3-9 - Tarifa social a pagar pelos titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário

	Potência instalada	Tarifa Social	
	MW	%	10 ³ EUR
Total	11 224,6	100,0%	6 063,5
Centrais com CMEC ^[1]	6 385,4	56,9%	3 449,4
Centrais com CAE	1 574,0	14,0%	850,3
Centrais com Incentivo	3 021,3	26,9%	1 632,1
Restantes centrais	243,9	2,2%	131,8

Nota:^[1] Exclui as centrais do Barreiro e Carregado descomissionadas em 2009 e 2010, respetivamente

3.3.7 DIFERENCIAL POSITIVO OU NEGATIVO DEVIDO À EXTINÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS COM CONSUMOS EM NT (MAT, AT E MT) E BTE E O SOBREPONTO ASSOCIADO À APLICAÇÃO DA TARIFA DE VENDA TRANSITÓRIA

De acordo com o Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro as tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE são extintas a partir de 1 de janeiro de 2011, ficando a respetiva venda submetida ao regime de preços livres.

Este processo tem implicações ao nível das tarifas de comercialização a aplicar aos clientes com os consumos mencionados, nomeadamente, devido a ajustamentos dos proveitos permitidos de 2009 e 2010 a repercutir nos proveitos permitidos de 2011 e 2012, respetivamente.

Assim, o diferencial resultante da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os níveis de tensão mencionados, bem como o sobreproveito resultante do mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador em mercado, devem ser repercutidos em todos os consumidores através da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) do ORD. Estes valores em 2012 ascendem a 1 004 milhares de euros e – 5 249 milhares de euros, respetivamente.

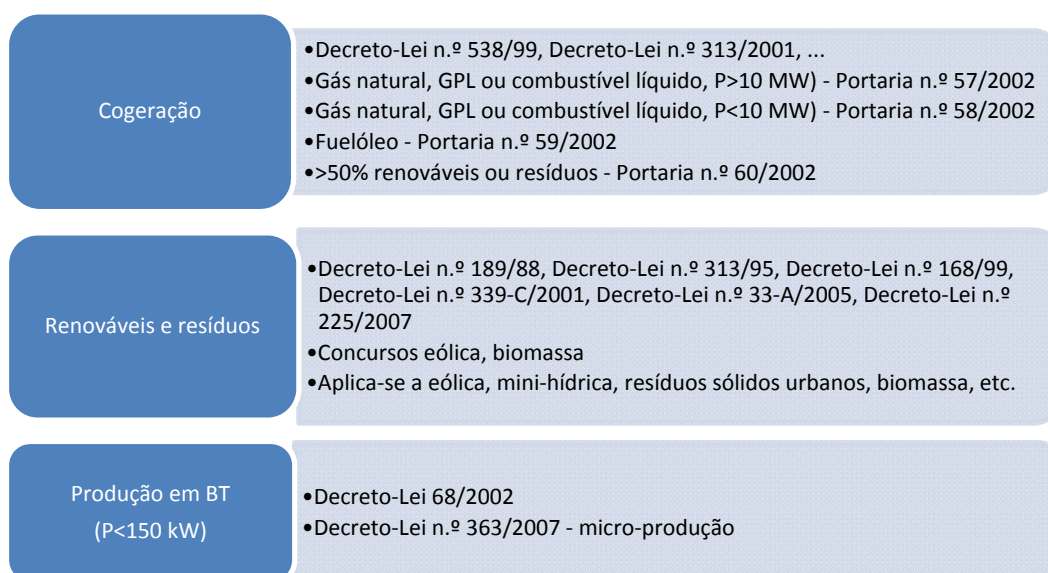
3.3.8 ALISAMENTO DOS CUSTOS COM A PRE

REPOSIÇÃO GRADUAL DA RECLASSIFICAÇÃO DA COGERAÇÃO PRODUZIDA A PARTIR DE FONTES RENOVÁVEIS

O Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, veio estabelecer um conjunto de princípios para distribuir pelos consumidores o diferencial de custo entre a produção em regime ordinário e a produção em regime especial (PRE).

Este diploma aplica-se somente à PRE licenciada ao abrigo do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, com as alterações introduzidas pelos Decreto-Lei n.º 313/95, de 24 de novembro, n.º 168/99, de 18 de maio, n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro, e n.º 33-A/2005, de 16 de fevereiro. O diploma não faz qualquer referência à restante produção em regime especial.

Figura 3-24 - Diferentes tecnologias da PRE e seu enquadramento legislativo



A ERSE em tarifas de 2009 e de 2010 considerou dentro da “PRE FER” (PRE enquadrada no Decreto-Lei n.º 90/2006), a cogeração produzida através de fontes renováveis (Cogeração FER). A sua reclassificação teve impactes em tarifas de 2011 no cálculo dos ajustamentos reais de 2009 e provisórios de 2010. Dado o elevado valor desta transferência, e para que o impacte não fosse repercutido todo num só ano, optou-se por diferir parte do valor total por 3 anos, acrescido dos respetivos juros. O Quadro 3-10 sintetiza os montantes considerados neste âmbito em tarifas de 2012.

Quadro 3-10 - Reclassificação da “Cogeração FER”

Unidade: 10³ EUR

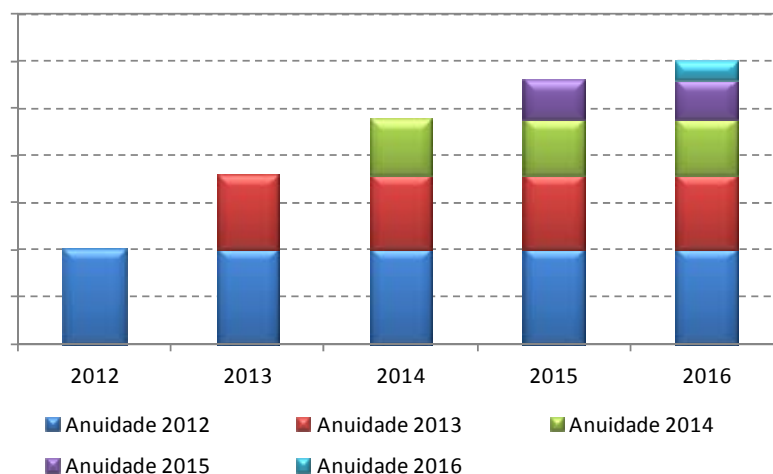
T2012	
Anuidade (A)	73 951
Juros diferimento (B)	6 137
Valor total cessão (C)=(A)+(B)	80 088
Acerto taxa juros definitiva ⁽²⁾ (D)	1 295
Efeito total (E)=(C)+(D)	81 383

ALISAMENTO DO SOBRECUSTO DA PRE

Em 2011 através da publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do artigo 73.º-A, foi alterada a repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial.

Segundo aquele diploma, os sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores, devem ser repercutidos nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período quinquenal, para efeitos de cálculo das tarifas para 2012, conforme se apresenta na figura seguinte:

Figura 3-25 - Alisamento do sobrecusto da PRE



No documento “Proveitos Permitidos das empresas reguladas do sector elétrico de 2012” apresenta-se o detalhe relativo a este alisamento.

3.3.9 CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E ESTABILIDADE TARIFÁRIA

Ao abrigo do Regulamento Tarifário do sector elétrico, os ajustamentos aos custos de energia considerados para cálculo das tarifas são ajustados a título provisório ao fim de um ano e a título definitivo ao fim de dois anos. Assim, as tarifas para 2012 incluem o ajustamento definitivo, referente ao ano de 2010, dos custos com a produção de energia (excluindo PRE) e do diferencial do custo com a aquisição a produtores em regime especial (SPRE) e os ajustamentos provisórios destas duas componentes referentes ao ano de 2011.

No cálculo dos montantes a afetar para efeitos de estabilidade tarifária, consideram-se custos com produção de energia: (i) as aquisições no mercado organizado pelo comercializador de último recurso (CUR), (ii) o sobrecusto com a aquisição de energia elétrica aos produtores cujos contratos de aquisição de energia elétrica não cessaram (Sobrecusto CAE) e (iii) os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).

Os ajustamentos a efetuar ao valor dos CMEC resultam de alterações nos parâmetros iniciais (produção, preço de mercado, custo dos combustíveis, etc) face aos valores verificados, isto é, a revisibilidade anual a qual se repercute nas tarifas do ano seguinte a título provisório desde janeiro e a título definitivo após despacho do Ministro da Economia e Inovação.

A Quadro 3-11 sintetiza os ajustamentos de 2010 e 2011 a refletir nas tarifas de 2012.

Quadro 3-11 - Ajustamentos de 2010 e 2011 a repercutir em tarifas de 2012

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento 2010	Ajustamento 2011	Total
Tarifa de energia	191,73	158,58	350,31
Tarifa UGS	-200,74	-43,57	-244,31
CMEC+SCAE	-25,38	64,46	39,08
SPRE	-175,35	-108,03	-283,39
Ajustamento total	-9,01	115,01	106,00

Nota: O valor dos CMEC considera o efeito do diferimento excepcional da parcela de acerto.

Em 2010, o preço médio de energia no mercado organizado situou-se nos 42 €/MWh, acima dos 39 €/MWh considerado no ajustamento provisório de 2010 em tarifas de 2011 o que gerou um desvio de cerca de -159 milhões de euros. O desvio da convergência para tarifas aditivas em 2010 foi de -32,6 milhões de euros.

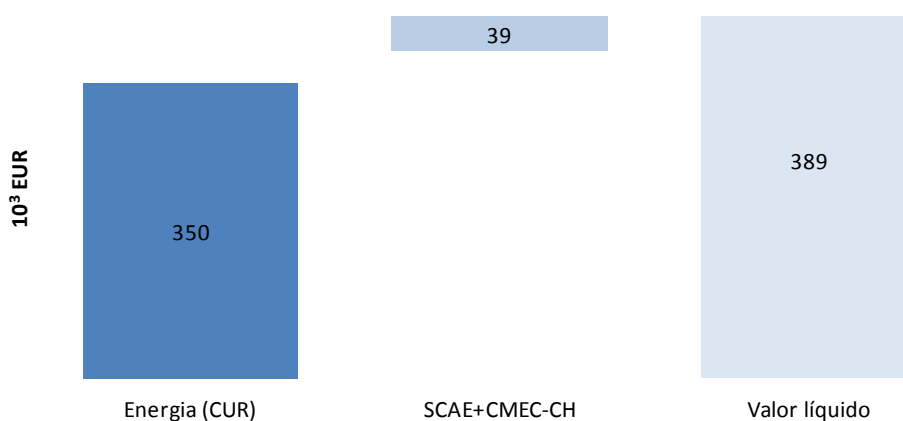
Em 2011, o aumento do preço médio de energia no mercado organizado de 46,6 €/MWh (valor considerado para tarifas 2011) para cerca de 52 €/MWh (valor em linha com as previsões do CUR), gerou um desvio de cerca de 158,6 milhões de euros.

Assim, o montante de desvios dos custos de energia elétrica do CUR, referentes aos anos de 2010 e 2011 ascende a 350 milhões de euros a pagar pelos clientes.

Os ajustamentos relativos ao sobrecusto CAE, aos CMEC totalizam 39 milhões de euros a pagar pelos clientes.

O saldo líquido do efeito das oscilações de preços nos pagamentos efetuados aos produtores de energia, excluindo o sobrecusto da PRE totalizam o montante de 389 milhões de euros, valor a pagar pelos clientes, conforme mostra a Figura 3-26.

Figura 3-26 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia



Para a reposição do valor da UGS de 2012, há que considerar os valores do sobrecusto da PRE no total de - 678 milhões de euros e dividem-se da seguinte forma:

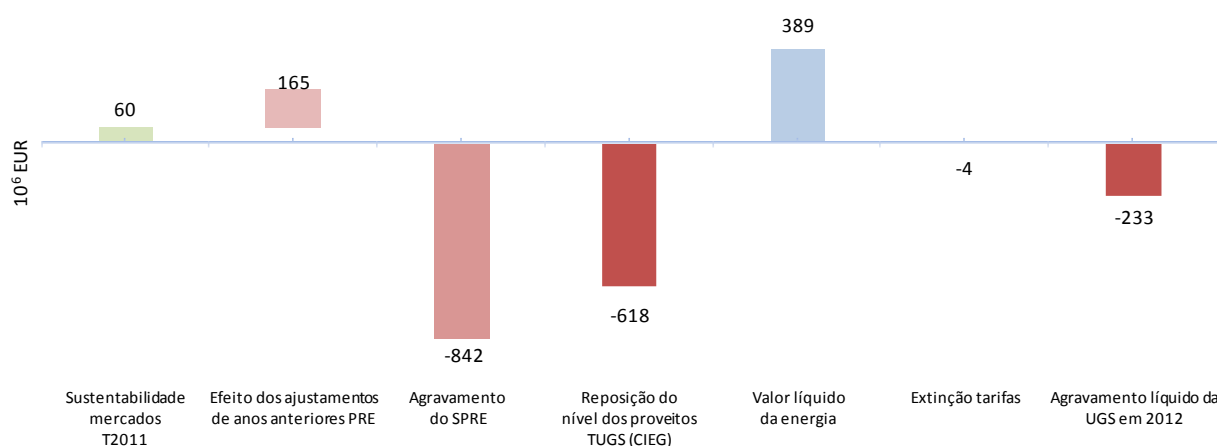
- Os ajustamentos de anos anteriores no total de 165 milhões de euros:
 - As reduções de ajustamentos de anos anteriores em -97 milhões de euros;
 - Efeito relativo à reclassificação da Cogeração^{FER} no montante de 262 milhões de euros.
- O efeito do sobrecusto da PRE de cerca de - 842 milhões de euros:
 - Agravamento do sobrecusto em cerca de 97 milhões de euros;
 - Efeito do alisamento quinquenal da PRE no montante de - 939 milhões de euros.

Por último, é preciso ter em conta os efeitos do processo de extinção de tarifas para níveis de tensão de MAT, AT, MT e BTE. O valor total deste efeito ascende a – 4 milhões de euros, repartido da seguinte forma:

- Diferencial entre proveitos permitidos e proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização no valor de 1 milhão de euros.
- Sobreproveito pela aplicação das tarifas transitórias no valor de -5 milhões de euros.

A figura seguinte é demonstrativa das rubricas e valores da reposição dos proveitos a recuperar pela tarifa de UGS.

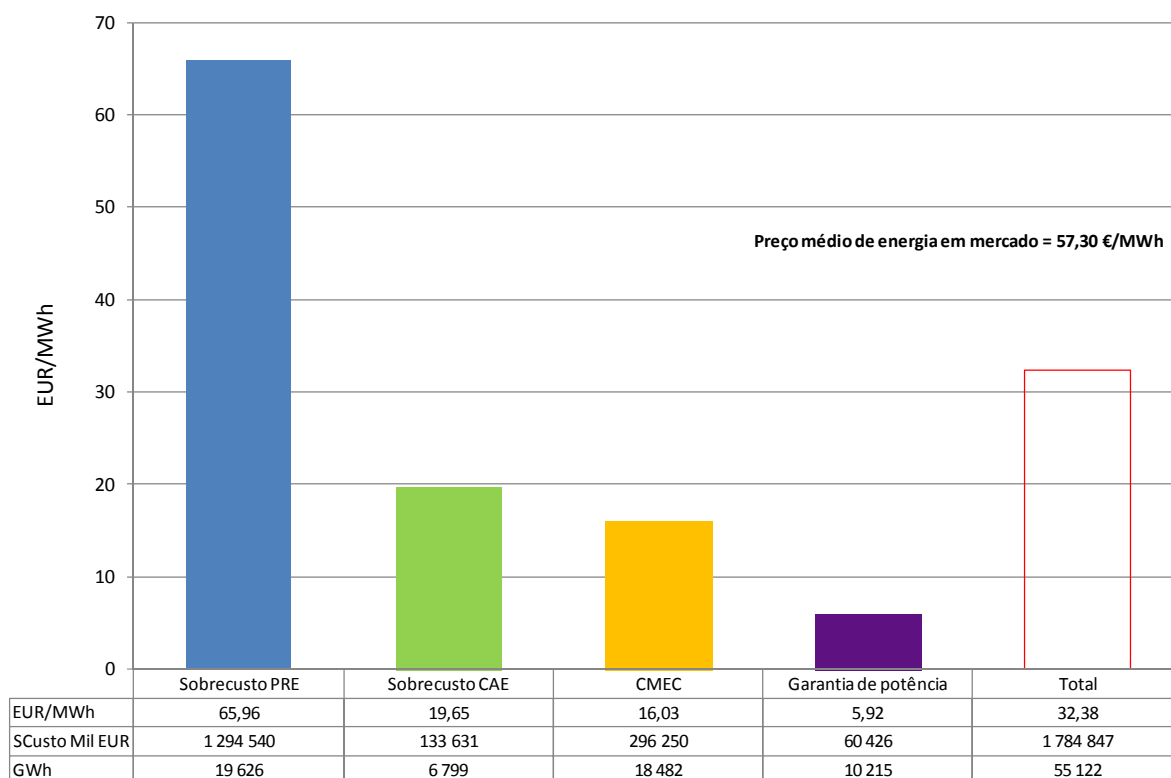
Figura 3-27 - Reposição do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS (CIEG)



Como se pôde observar grande parte dos custos com CIEG dizem respeito à produção de energia elétrica quer por produtores em regime ordinário (CMEC, sobrecusto CAE e garantia de potência) quer por produtores em regime especial (SPRE), sendo que os CIEG abrangem todas as instalações de produção de energia elétrica em Portugal continental. Deste modo, a análise destes custos para o sistema pode igualmente ser efetuada tendo em conta o custo atribuído a cada CIEG, por unidade produzida pelas respetivas instalações.

Na Figura 3-28 apresentam-se os custos de CIEG associados à produção em regime especial (PRE), aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, aos CMEC e ao incentivo ao investimento em capacidade de produção previsto nos serviços de garantia de potência introduzidos pela Portaria n.º 765/2010 de 20 de agosto, por unidade prevista produzir em 2012 pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos.

Figura 3-28 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida



Assim, no que diz respeito à PRE, os valores apresentados correspondem ao total do sobrecusto a repercutir nas tarifas de 2012, nomeadamente, o resultante da aquisição da produção previsível para 2012, dos ajustamentos relativos aos anos de 2010 ($t-2$) e 2011 ($t-1$), deduzidos da correção resultantes da reclassificação da cogeração^{FER} e acrescidos do valor resultante da aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho.

O cálculo do sobrecusto CAE baseia-se nas previsões de produção para 2012 e respetivos custos associados às centrais da Tejo Energia e da Turbogás, assim como os ajustamentos desta rubrica de custos relativos aos anos de 2010 ($t-2$) e 2011 ($t-1$).

Quanto ao sobrecusto dos CMEC, este integra todos os custos associados a este mecanismo que são incorporados nas tarifas de 2012, designadamente os custos com as parcelas fixa, de acerto e de alisamento e os respetivos ajustamentos de faturação, acrescido da redução ocorrida na sequência do diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC por aplicação do Decreto-Lei n.º 109/2011, de 18 de novembro. A produção considerada é a produção para 2012 das centrais abrangidas por este mecanismo, implícita no cálculo do valor inicial dos CMEC.

O sobrecusto dos serviços de garantia de potência por unidade de energia entregue ao sistema elétrico pelas centrais abrangidas pelas disposições da Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, é uma função

inversa das horas de funcionamento destas centrais, por ser pago tendo como referencial a potência instalada das centrais abrangidas por esse diploma e não a energia produzida pelas mesmas. Os valores apresentados na figura correspondem a uma estimativa para 2012, supondo 2 000 horas de funcionamento para as centrais hidroelétricas e 3 500 horas para as centrais térmicas de ciclo combinado.

Refira-se que a evolução destas rubricas de custos evidencia alguma interdependência. A energia produzida pelos Produtores em Regime Especial tem garantia de compra pelo comercializador de último recurso, sendo que a energia que excede as suas necessidades é revendida por este agente em mercado e ofertada a preço zero. No que diz respeito à produção em regime ordinário, esta é ofertada diretamente em mercado, não sendo garantida a sua venda.

Assim o risco de não colocação destas centrais aumenta sempre que a energia produzida pelos produtores em regime especial excede as necessidades previstas pelo comercializador de último recurso. Conclui-se que o aumento da produção em regime especial tem como consequência direta a diminuição da procura residual, isto é, a procura deduzida das quantidades dos produtores em regime especial colocadas em mercado. Deste modo, enquanto o diferencial de custo com PRE evolui de uma forma independente dos restantes CIEG associados à produção de energia elétrica, os CIEG com produção em regime ordinária (SCAE, CMEC e garantia de potência) aumentam com a evolução da produção em regime especial.

A Figura 3-28 apresenta igualmente o valor médio do custo unitário do conjunto das instalações abrangidas pelos CIEG, 32,38 €/MWh.

Constata-se assim que toda a produção de energia elétrica em Portugal continental tem um custo real superior ao verificado no mercado *spot*, traduzindo-se num sobrecusto que é transferido para os consumidores através das tarifas. Para o consumidor de energia elétrica, o custo de produção implícito no preço da energia elétrica fornecida corresponde ao preço da energia adquirida no mercado grossista (*spot*, contratos bilaterais, mercado de futuros, etc.), adicionado dos custos unitários dos CIEG associados à produção de energia elétrica. No caso do consumidor regulado prevê-se, com base nos pressupostos enunciados, que para 2012 este custo corresponda a 89,68 €/MWh, isto é: 32,38 €/MWh + 57,30 €/MWh.

3.3.10 OUTROS CUSTOS

A redução dos montantes a recuperar pela tarifa de UGS atinge os -110 milhões de euros, face à evolução das seguintes componentes:

-
- Redução do sobrecusto CAE e dos custos de funcionamento no âmbito da atividade de compra e venda de energia elétrica do agente comercial no valor de 36 milhões de euros¹⁹.
 - Redução dos custos de gestão dos sistema no valor de 24 milhões de euros.
 - Agravamento do sobrecusto das Regiões Autónomas em 115 milhões de euros, o qual resulta essencialmente dos montantes a receber referentes a ajustamentos de anos anteriores.
 - Desvio de faturação entre os valores faturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS no montante de 53 milhões de euros.

3.3.11 EVOLUÇÃO DO SOBRECUSTO DA PRE

O sobrecusto unitário com a aquisição da produção em regime especial resulta da diferença entre o preço médio de aquisição aos produtores em regime especial e o preço médio de mercado²⁰.

Na Figura 3-29 apresenta-se a evolução do sobrecusto com a aquisição a produtores em regime especial no período 1999 a 2012, tendo em conta os valores previstos para tarifas e compara-se este valor com o custo médio de aprovisionamento incluído no cálculo dos proveitos permitidos a recuperar pela tarifa de Energia. Na Figura 3-30 apresentam-se os valores efetivamente ocorridos. A diferença entre as duas figuras é dada pelos ajustamentos de anos anteriores. Refira-se que a grande redução ocorrida em tarifas de 2012 deve-se essencialmente ao efeito do diferimento do sobrecusto da PRE por aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho.

¹⁹ Excluindo os ajustamentos de t-1 e de t-2

²⁰ Até 1 de julho de 2007 utilizava-se o custo equivalente de aquisição de energia elétrica no Sistema Elétrico Público (tarifa de Energia e Potência e tarifa de Uso da Rede de Transporte).

Figura 3-29 - Evolução do sobrecusto PRE (valores previstos para tarifas)

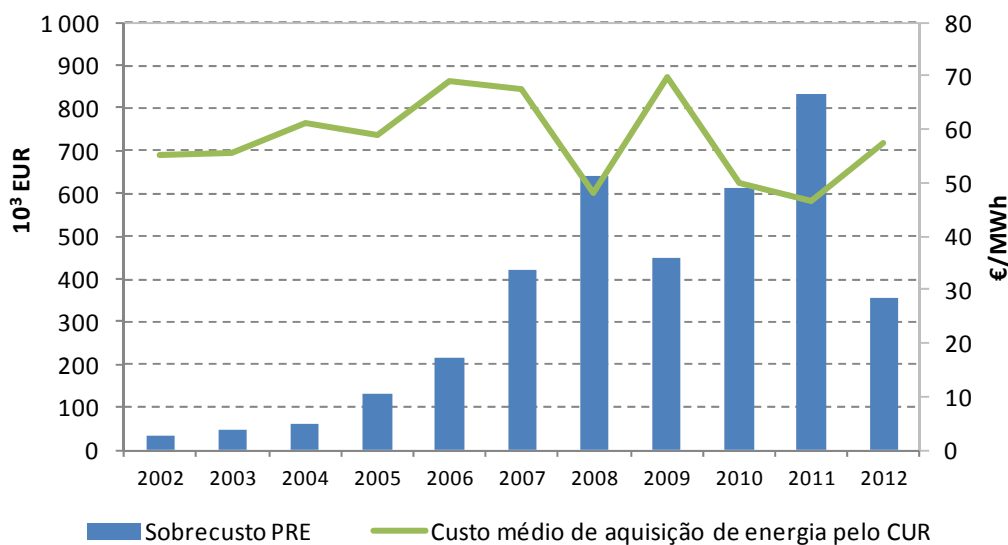
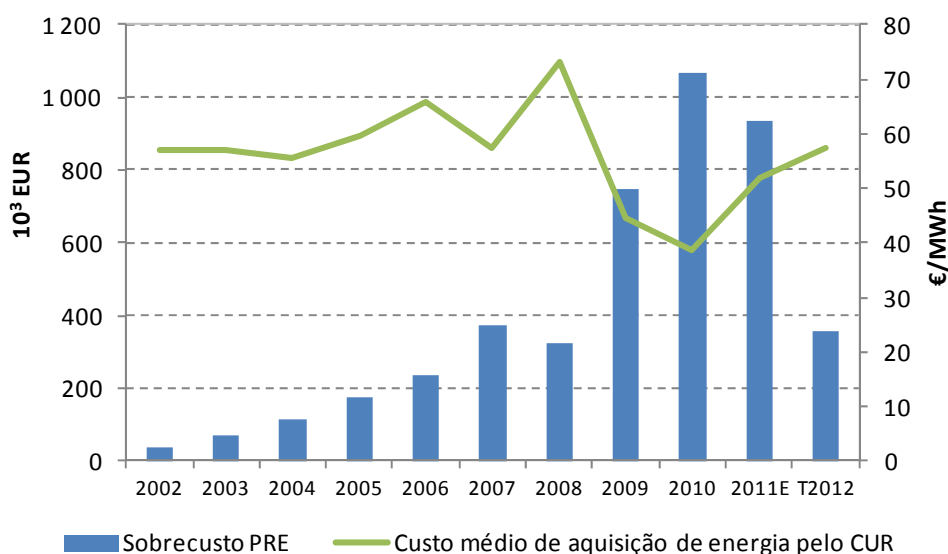


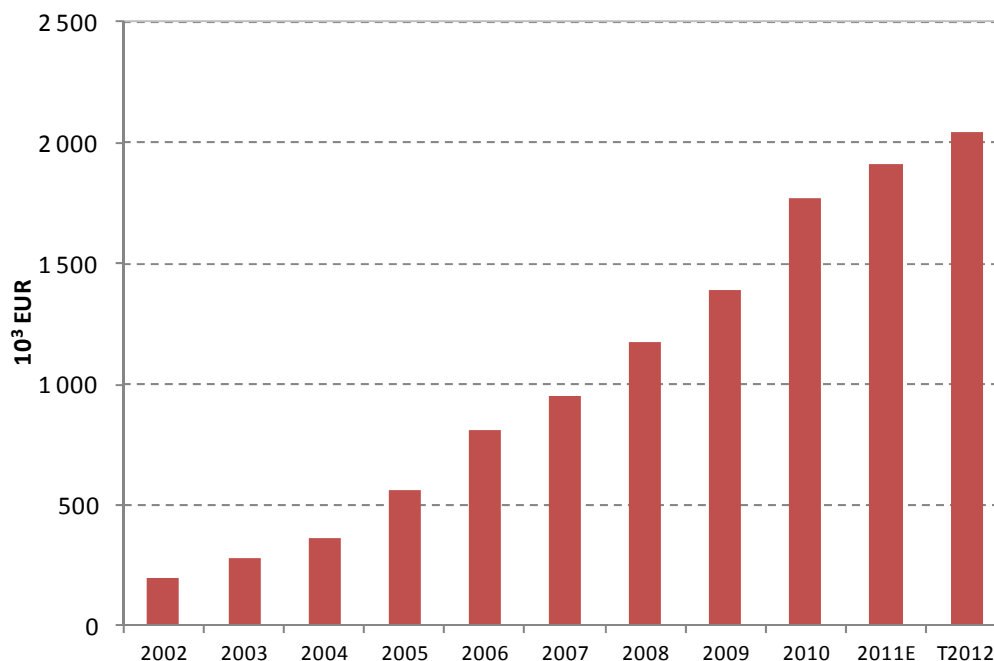
Figura 3-30 - Evolução do sobrecusto PRE (valores ocorridos)



Pela análise das figuras anteriores é evidente a grande relação existente entre o preço de mercado e o sobrecusto da PRE, ou seja, quando o preço de mercado aumenta o sobrecusto diminui. Esta situação é bem visível tanto para os valores de tarifas como para os valores reais.

Embora, os valores do sobrecusto apresentem as variações já mencionadas, o custo total com as aquisições a produtores em regime especial apresentam uma tendência crescente, conforme mostra a Figura 3-31 (valores ocorridos desde 1999).

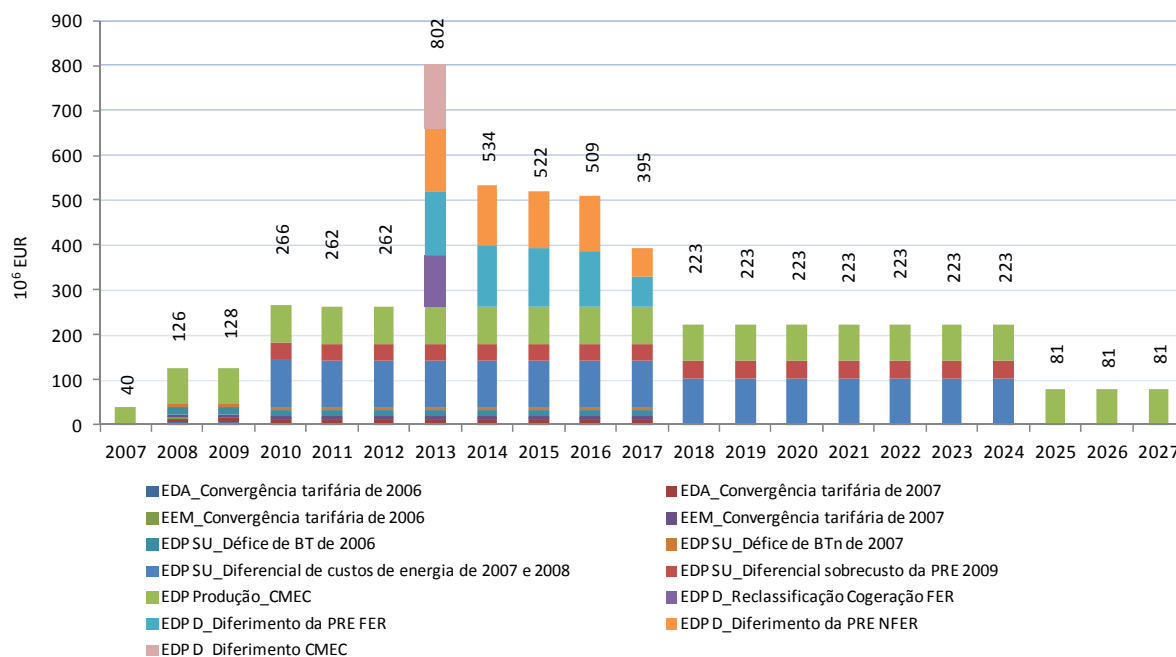
Figura 3-31 - Custo total com a aquisição a produtores em regime especial



3.3.12 PROVEITOS A RECUPERAR NOS PRÓXIMOS ANOS

Para além dos custos anuais e ajustamentos de anos anteriores, é necessário incorporar os valores que não foram incluídos nos proveitos do respetivo ano por terem sido diferidos; designadamente os défices tarifários de 2006 e 2007 ao abrigo do Decreto-Lei 237-B/2006, o diferencial dos custos de energia de 2007 e 2008 e do sobrecusto da PRE, ambos ao abrigo do Decreto-Lei 165/2008, bem como os custos para a manutenção do equilíbrio contratual das centrais da EDP Produção que cessaram os contratos de aquisição de energia com a REN, o montante referente ao diferimento da reclassificação da cogeração FER, o diferimento da PRE ao abrigo do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho e o diferimento excecional da parcela de acerto dos CMEC ao abrigo do Decreto-Lei aprovado pelo Conselho de Ministros de 13 de outubro de 2011.

Figura 3-32 - Proveitos a recuperar nos próximos anos

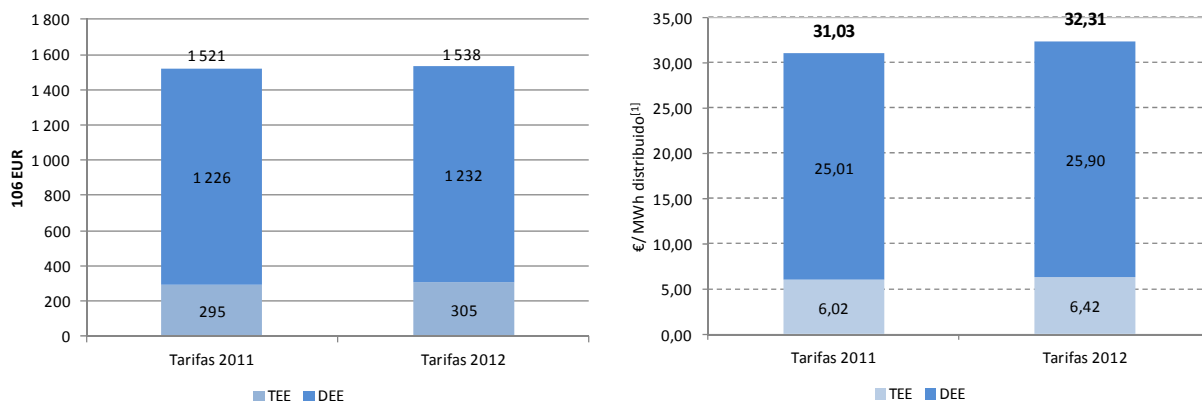


Nota: [1] Todos os valores, excetuando os CMEC, e o alisamento do sobrecusto da PRE encontram-se cedidos a terceiros.
 [2] Os CMEC, o diferimento da reclassificação da cogeração^{FER} e o alisamento do sobrecustos da PRE incluem juros uma vez que a taxa é fixa para todo o período.

3.4 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Da análise da Figura 3-33 verifica-se que os proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica apresentam um acréscimo de 0,4% e que os custos unitários por unidade distribuída crescem 3,4%.

Figura 3-33 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição

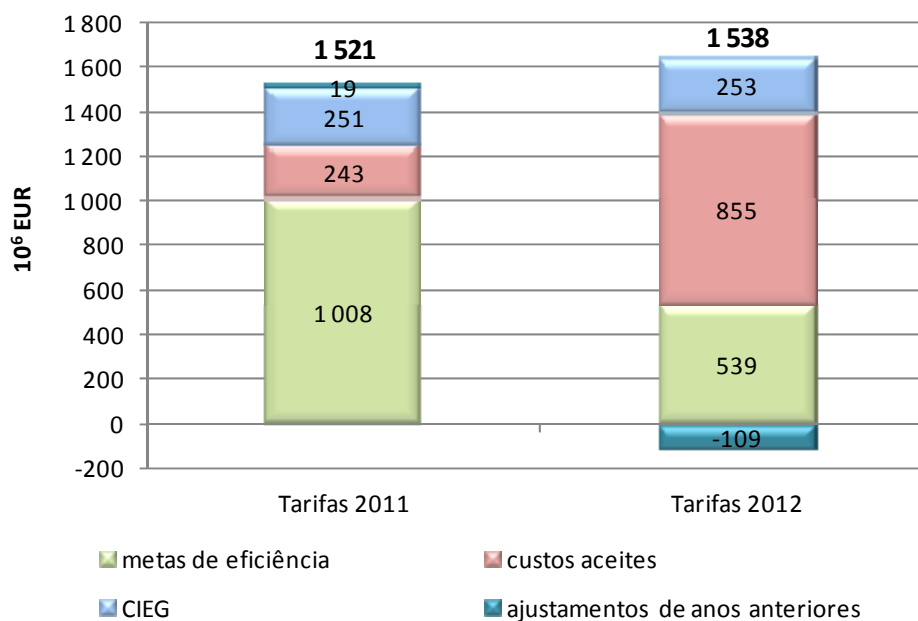


^[1] Energia distribuída à saída da rede de distribuição

Os custos destas atividades, relacionadas com infraestruturas de redes de energia, são, essencialmente, fixos, pelo que variações positivas na evolução dos consumos refletem-se na descida dos custos unitários a suportar pelos consumidores.

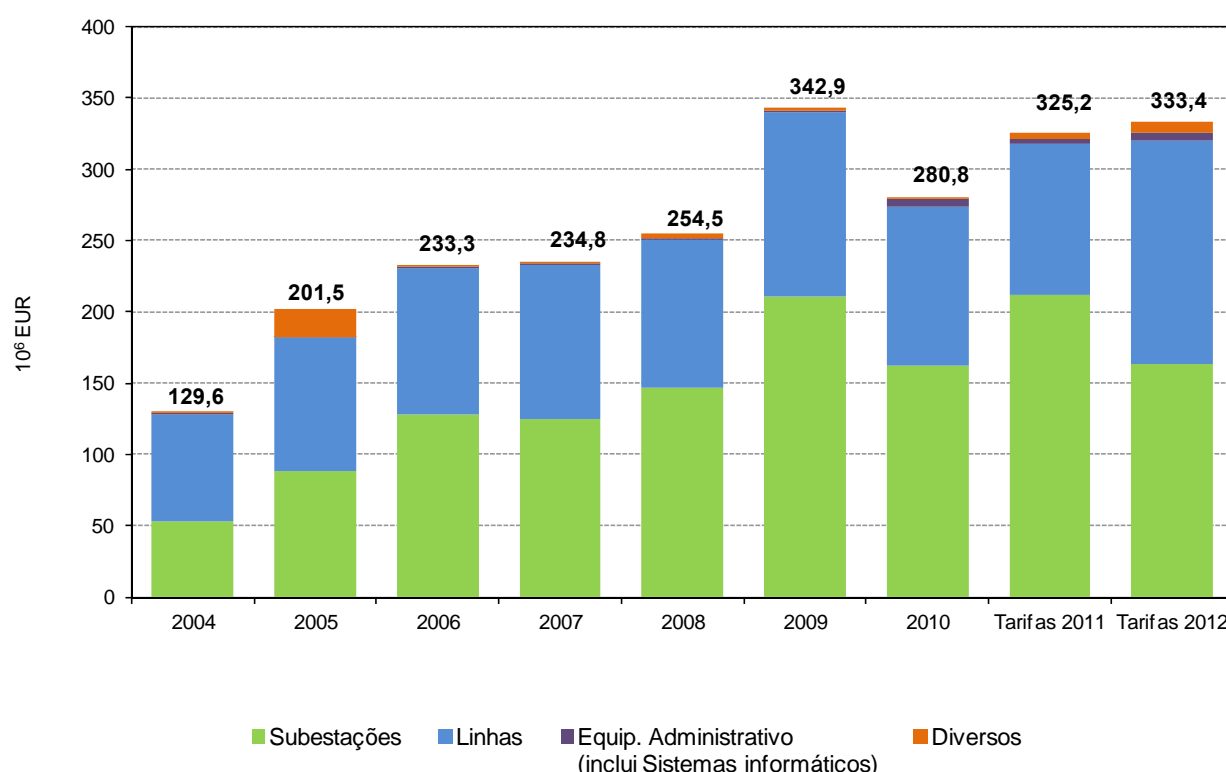
A análise da variação dos proveitos permitidos destas atividades pode ser efetuada tendo em conta os seguintes componentes: (i) metas de eficiência impostas; (ii) custos aceites e incentivos; (iii) custos de interesse económico geral e (iv) e ajustamentos de anos anteriores. O contributo de cada uma destas atividades pode ser analisado na Figura 3-34.

Figura 3-34 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente



Através da análise da figura verificamos uma redução significativa das metas de eficiência e um acréscimo dos custos aceites. Esta inversão deve-se essencialmente à alteração das metodologias de regulação da atividade de Distribuição na qual, no período regulatório 2012-2014, a remuneração dos ativos deixa de estar incluída no mecanismo de *price-cap*. Com um peso significativo nos custos aceites estão, também, os custos com capital da atividade de Transporte de Energia Elétrica, que resultam essencialmente do elevado investimento que a REN tem vindo a efetuar como se pode verificar na Figura 3-35.

Figura 3-35 - Investimentos a custos técnicos da atividade de Transporte de Energia Elétrica



Refira-se que desde 2009 a base de ativos a remunerar na atividade de Transporte de Energia Elétrica incorpora a aplicação do mecanismo de valorização dos custos unitários da RNT.

MECANISMO DE VALORIZAÇÃO DOS NOVOS INVESTIMENTOS DA RNT A CUSTOS DE REFERÊNCIA

Durante o período regulatório anterior foi aplicado um mecanismo de custos de referência para valorização dos novos investimentos na Rede Nacional de Transporte. A aplicação deste mecanismo é

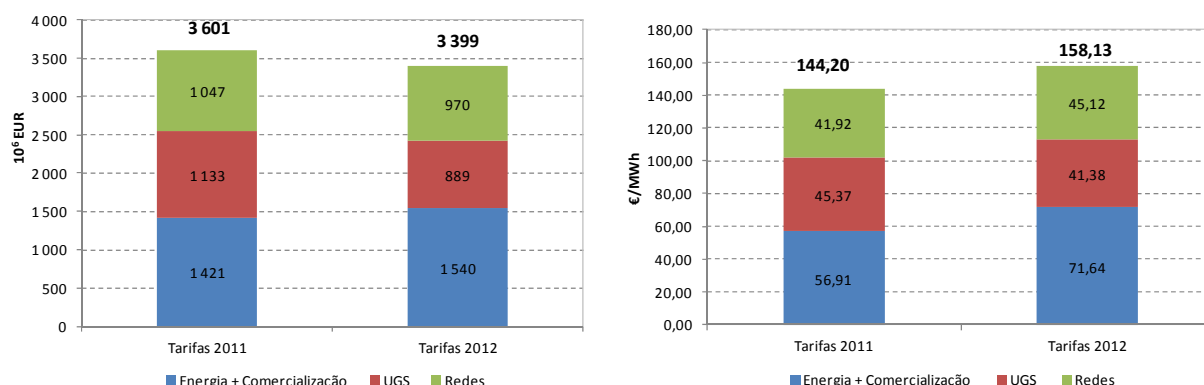
estendida ao período regulatório de 2012-2014, tendo sido objeto de redefinição de parâmetros conforme documento em anexo “Parâmetros para o período regulatório 2012 a 2014” apresentado em anexo.

As tarifas de 2012 incluem os ajustamentos efetuados à aplicação desse mecanismo, referentes aos anos de 2009 e de 2010. Tais resultam das primeiras auditorias efetuadas dando cumprimento ao artigo 13.º do Anexo I do Despacho 14 430/2010, de setembro. A aceitação dos custos em sede de ajustamentos é explicada no documento “Ajustamentos referentes a 2010 e 2011 a repercutir nas tarifas de 2012” em anexo.

3.5 PROVEITOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Os proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) do Comercializador de Último Recurso incluem os custos regulados com a energia e comercialização e os custos com o acesso às redes, no âmbito dos fornecimentos do Mercado Regulado.

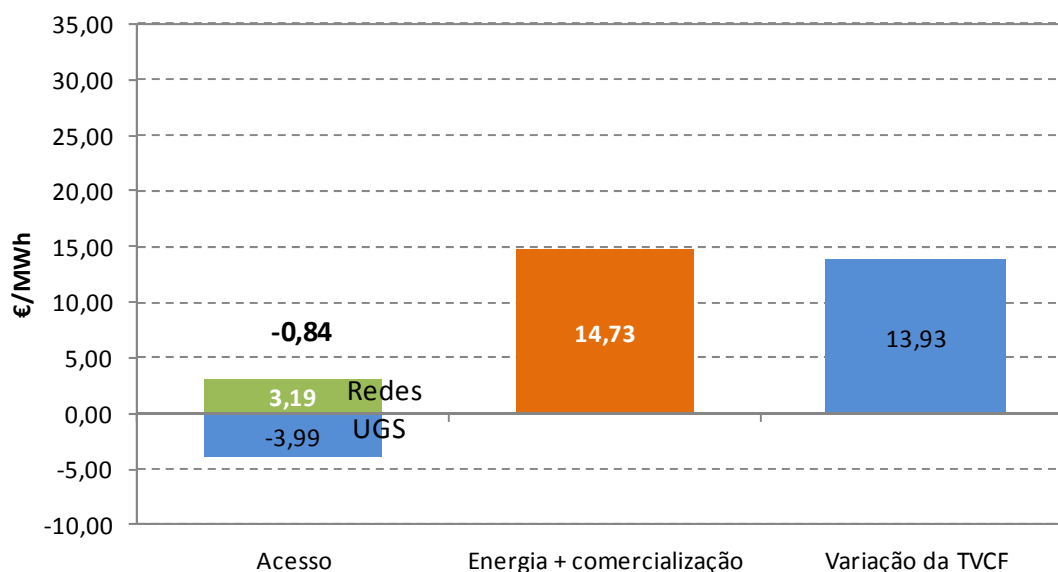
Na figura seguinte, apresenta-se a variação dos proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais, de 2011 para 2012.



A evolução do proveito unitário da TVCF pode ser analisada decompondo-a entre o efeito da variação da estrutura de quantidades e a variação tarifária. Esta análise é efetuada no capítulo 7. Importa também analisar esta evolução noutras perspetivas, nomeadamente, na perspetiva da variação dos custos unitários por atividade e na ótica da repartição entre custos fixos e variáveis, sendo esta última efetuada na presente secção.

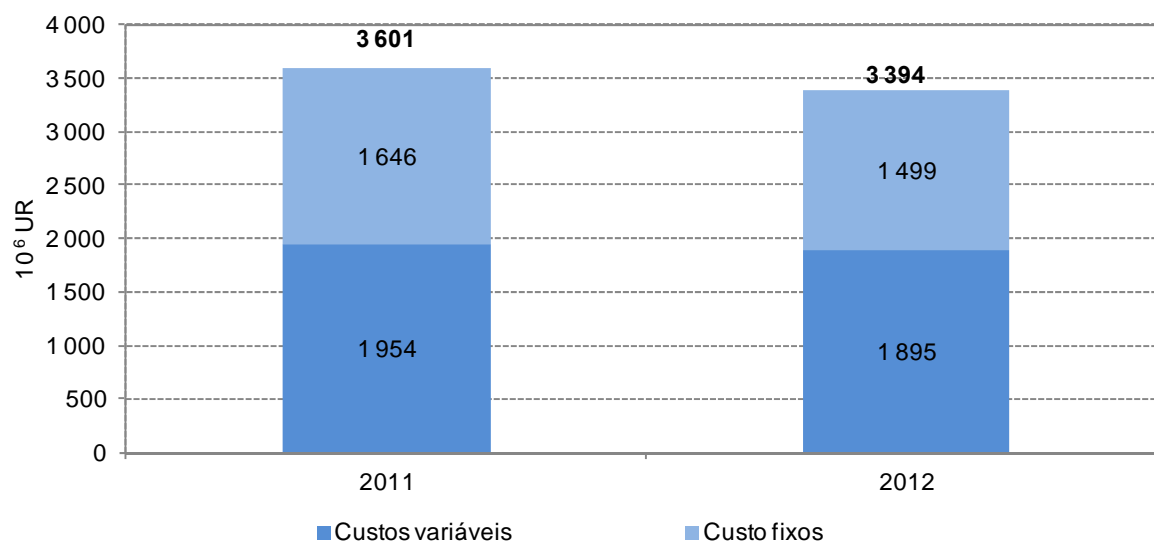
A variação de 13,93 €/MWh no proveito unitário resulta de uma ligeira redução dos proveitos unitários a recuperar com as tarifas de acesso em -0,80 €/MWh, conjugado com um agravamento dos custos com a aquisição de energia e comercialização de 14,73 €/MWh, conforme se pode verificar pela análise da Figura 3-36.

Figura 3-36 - Variação do proveito unitário da TVCF de 2010 para 2011



A Figura 3-37 apresenta a decomposição do nível global de proveitos a recuperar pelas TVCF de 2011 e de 2012, distinguindo-se entre custos fixos e custos variáveis associados com a evolução dos consumos.

Figura 3-37 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis

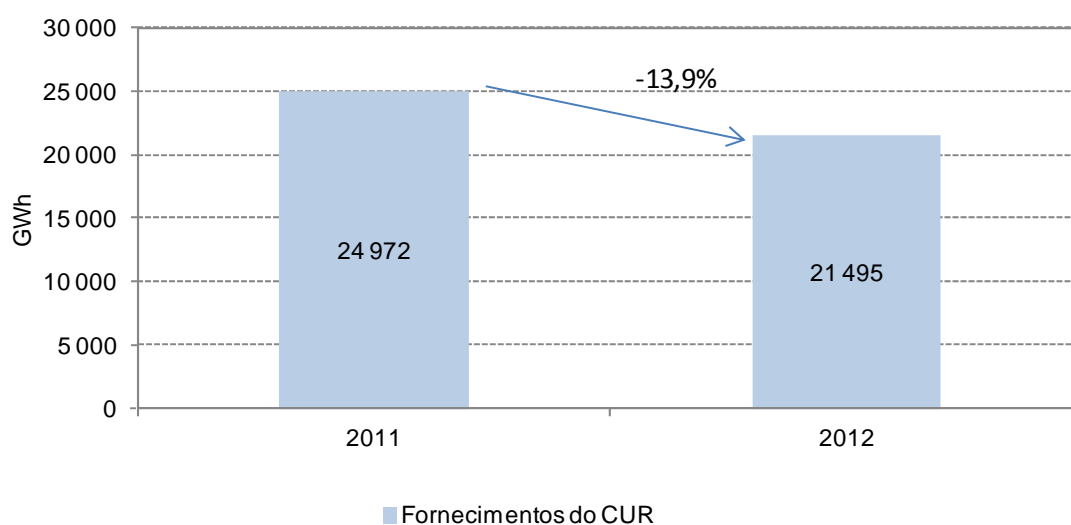


Na parte dos custos variáveis consideram-se todos os custos de energia, os custos de comercialização (com exceção dos ajustamentos referentes a 2010 e da parcela fixa dos proveitos da comercialização), os encargos com as rendas dos municípios e a componente variável dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição. Estas duas últimas parcelas são calculadas no âmbito dos fornecimentos do CUR.

Nos custos fixos são considerados os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema, os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso da Rede de Transporte, a componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, todos no âmbito dos fornecimentos do CUR, e ainda os ajustamentos referentes a 2009 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, bem como a parcela fixa dos proveitos da comercialização.

A Figura 3-38 apresenta os valores dos fornecimentos do CUR, considerados pela ERSE nas tarifas de 2011 e nas tarifas para 2012.

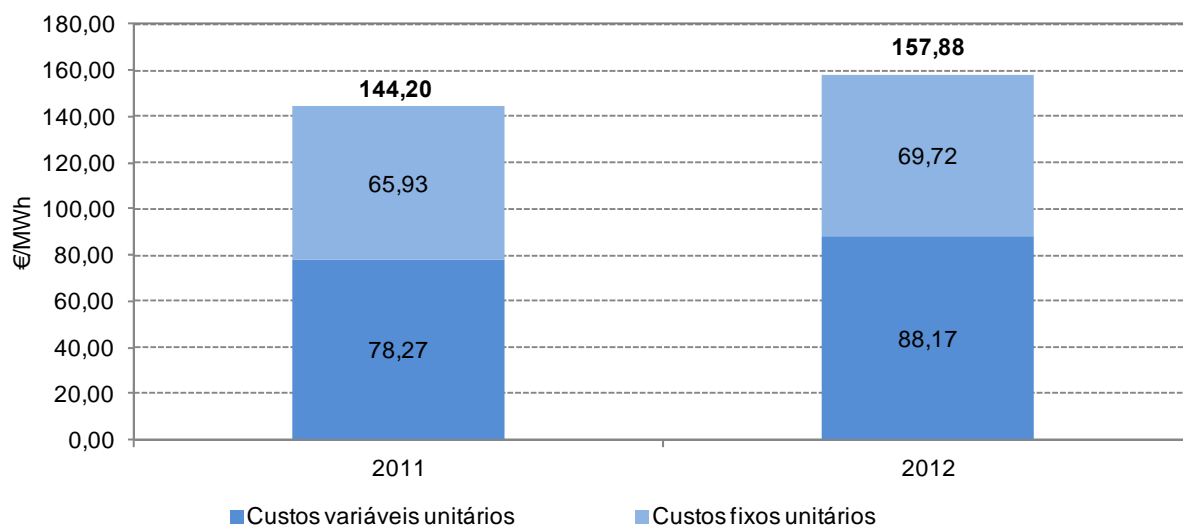
Figura 3-38 - Fornecimentos do CUR



Os fornecimentos do CUR apresentam um decréscimo de 14% justificando parte do agravamento dos custos unitários incluídos na TVCF.

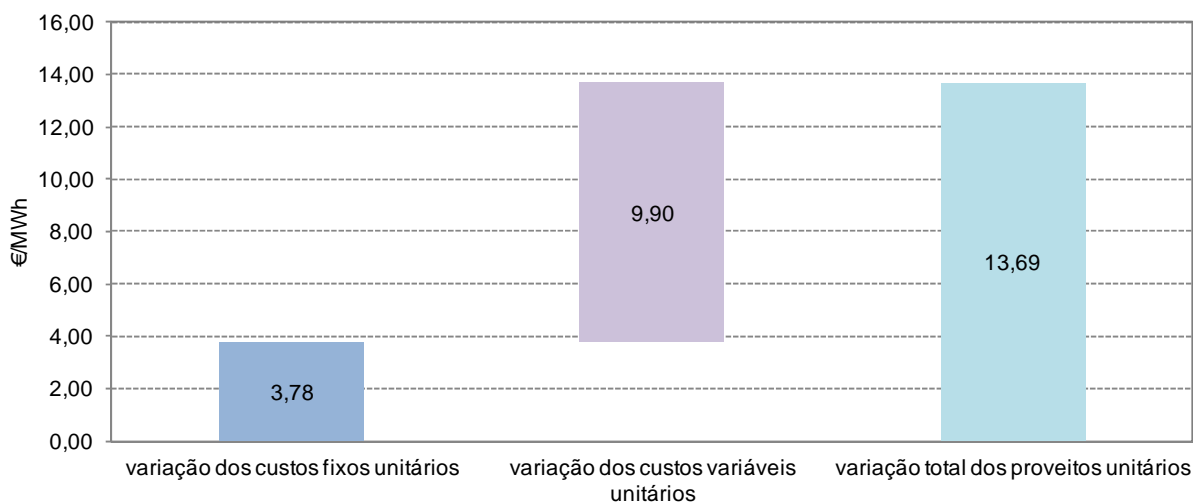
A Figura 3-39 evidencia a evolução dos proveitos unitários da TVCF entre 2011 e 2012, por categoria de custo fixo e variável.

Figura 3-39 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF



O crescimento dos proveitos unitários de 13,69€/MWh pode ser decomposto pela variação dos custos fixos unitários (+3,78€/MWh) e pela variação dos custos variáveis unitários (+9,90€/MWh), tal como se apresenta na Figura 3-40.

Figura 3-40 - Decomposição da variação nos proveitos unitários



4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2012

4.1 TARIFAS

O Quadro 4-1 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.

Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Energia	TE	comercializador de último recurso	clientes dos comercializadores de último recurso	fornecimento de energia	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR
Tarifa de Uso Global do Sistema	UGS	operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	serviços de sistema e de interesse económico geral	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 económico geral	incluída nas tarifas de Acesso às Redes, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR
Tarifas de Uso da Rede de Transporte	URT				
<i>Tarifa de uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores</i>	URT _P	operador da rede de transporte	produtores em regime ordinário e produtores em regime especial	uso da rede de transporte	não é aplicada aos consumidores
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT</i>	URT _{MAT}	operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	uso da rede de transporte em MAT	incluída na tarifa de Venda do operador da rede de transporte
		operadores das redes de distribuição	clientes em MAT	uso da rede de transporte em MAT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT</i>	URT _{AT}	operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	uso da rede de transporte em AT	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 da rede de transporte em AT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Tarifas para a energia elétrica em 2012

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte		operador da rede de transporte	operadores das redes de distribuição	prestação dos serviços de sistema e transporte	definida nos termos do Artigo 22.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 da rede de distribuição em AT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR
<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 da rede de distribuição em MT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR
<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 da rede de distribuição em BT	incluída nas tarifas de Acesso às Redes, nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR
<i>Tarifas de Acesso às Redes</i>		operadores das redes de distribuição	clientes em MAT, AT, MT e BT	uso das redes e serviços associados	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR, nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR e nas tarifas de mercado livre

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Tarifas para a energia elétrica em 2012

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifas de Comercialização					
<i>Tarifa transitória 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, faturação e cobrança	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR
<i>Tarifa transitória 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, faturação e cobrança	incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR
<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, faturação e cobrança	incluída nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR
Tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis aos fornecimentos em BTN	TVCF	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, respetivamente para os clientes de Portugal continental e das Regiões Autónomas

4.2 TARIFAS POR ATIVIDADE 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 22.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.

4.2.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

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 é composta por três parcelas (UGS I, UGS II e UGS III).

A parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema está associada aos custos com a gestão do sistema, apresentando um preço de energia sem 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 dominados pelos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), sobrecustos do agente comercial relativos às centrais da Turbogás e do Pego e sobrecustos com a convergência tarifária das regiões autónomas. 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 faturação dos termos de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos CMEC. Esta transferência mensal entre a Entidade Concessionária da RNT e o operador da rede de distribuição obtém-se de forma direta, em cada mês, através da multiplicação do preço de potência contratada publicado no Quadro 4-11 às respetivas quantidades faturadas pelo operador da rede de distribuição em cada mês.

Por último, 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 associados à promoção da disponibilidade das centrais existentes e de nova capacidade de produção. A estrutura dos preços de energia da parcela III deve refletir a estrutura do diferencial entre o custo marginal de produção e o custo marginal de energia.

No Quadro 4-2, no Quadro 4-3 e no Quadro 4-4 apresentam-se, respetivamente, os preços da parcela I, II e III da tarifa de Uso Global do Sistema para 2012.

Quadro 4-2 - 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 ativa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0009
	Horas de vazio normal	0,0009
	Horas de super vazio	0,0009

Quadro 4-3 - 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 ativa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0074
	Horas cheias	0,0074
	Horas de vazio normal	0,0074
	Horas de super vazio	0,0074

Quadro 4-4 - 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 ativa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0025
	Horas cheias	0,0018

No Quadro 4-5 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2012, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I, II e III.

Quadro 4-5 - 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 ativa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0108
	Horas cheias	0,0101
	Horas de vazio normal	0,0083
	Horas de super vazio	0,0083

4.2.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

4.2.2.1 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEIS ÀS ENTRADAS NA RNT E NA RND

A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial é composta por preços de energia ativa definidos em Euros por kWh, referidos à entrada da rede.

No documento “Estrutura Tarifária no Sector Elétrico em 2012” encontra-se o enquadramento e justificação desta tarifa.

No Quadro 4-6 apresentam-se os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND para 2012.

Quadro 4-6 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial pela entrada na RNT e na RND

USO DA REDE DE TRANSPORTE		PREÇOS
Energia ativa (EUR/MWh)		
	Horas de fora de vazio	0,5473
	Horas de vazio	0,4272

4.2.2.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR AO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E AT

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa, diferenciados por período horário, e preços de energia reativa indutiva e capacitiva. Os preços de potência destas tarifas são determinados por aplicação de um fator multiplicativo aos custos incrementais de potência da rede de transporte, preservando a estrutura dos custos incrementais. Este fator multiplicativo é determinado tal que as referidas tarifas aplicadas às quantidades previstas para 2012 proporcionam os proveitos permitidos em 2012, de acordo com o estabelecido no Artigo 123.º do Regulamento Tarifário.

No Quadro 4-7 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2012 que está definida no documento “Estrutura Tarifária no Sector Elétrico em 2012”.

Quadro 4-7 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2012

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
MAT	0,0755	0,6793
AT	0,1446	1,3016

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT e de Uso da Rede de Transporte a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição são obtidos multiplicando os preços marginais de energia considerados na tarifa de Energia, por período horário, pelos respectivos fatores de ajustamento para perdas na rede de transporte.

No Quadro 4-8 e no Quadro 4-9 apresentam-se os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT para 2012.

Quadro 4-8 - 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	1,336
	Contratada	0,148
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
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 reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0204
	Capacitiva	0,0152

Quadro 4-9 - 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	2,745
	Contratada	0,305
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0006
	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 reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0204
	Capacitiva	0,0152

4.3 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Apresentam-se a seguir os preços das tarifas por atividade 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 atividade, a aplicar pelos distribuidores às entregas a clientes dos mercados liberalizado e regulado, para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas. Adicionalmente, nas opções tarifárias com estrutura simplificada, apresentam-se os preços das tarifas por atividade, considerando que os preços de potência são convertidos em preços de energia por período horário e alguns preços de energia são agregados.

4.3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado é composta por três componentes, tal como a tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte (ver ponto 4.2.1). 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 pelo operador da rede de transporte da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado resultam das quantidades medidas nos contadores desses clientes ajustadas para perdas até à saída da RNT.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Tarifas para a energia elétrica em 2012

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 operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflete a diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição 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 operadores da rede de distribuição apresentam-se no Quadro 4-10.

Quadro 4-10 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
Energia ativa	(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0009
	Horas cheias	0,0009
	Horas de vazio normal	0,0009
	Horas de super vazio	0,0009

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, dos défices associados à limitação dos acréscimos tarifários de BT e de BTN de 2006 e 2007 respetivamente, das medidas tomadas no âmbito da aplicação do Decreto-Lei nº165/2008 relativas ao adiamento dos desvios de energia de 2007 e 2008 e dos sobrecustos da produção em regime especial de 2009, todos a recuperar pelo operador da rede de distribuição. Também se incluem nos proveitos da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema os desvios positivos ou negativos de custos de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso por forma a assegurar-se a sustentabilidade dos mercados regulado e livre.

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

No Quadro 4-11 apresentam-se os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Tarifas para a energia elétrica em 2012

Quadro 4-11 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral) da tarifa de Uso Global do Sistema

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II		PREÇOS					
Potência contratada (EUR/kW.mês)		0,276					
Energia ativa (EUR/kWh)		MAT	AT	MT	BTE	BTN>2,3 kVA	BTN≤2,3 kVA
	Horas de ponta	0,0133	0,0144	0,0196	0,0209	0,0321	0,0262
	Horas cheias	0,0133	0,0144	0,0196	0,0209	0,0321	0,0262
	Horas de vazio normal	0,0133	0,0144	0,0196	0,0209	0,0321	0,0262
	Horas de super vazio	0,0133	0,0144	0,0196	0,0209	0,0321	0,0262

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 operadores da rede de distribuição apresentam-se no Quadro 4-12.

Quadro 4-12 - 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 ativa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	0,0025
	Horas cheias	0,0018

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição resulta da soma das três parcelas mencionadas nos quadros anteriores. No Quadro 4-13 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema.

Quadro 4-13 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema dos operadores de rede de distribuição

USO GLOBAL DO SISTEMA		PREÇOS					
Potência contratada (EUR/kW.mês)		0,276					
Energia ativa (EUR/kWh)		MAT	AT	MT	BTE	BTN>2,3 kVA	BTN≤2,3 kVA
	Horas de ponta	0,0167	0,0178	0,0230	0,0243	0,0355	0,0296
	Horas cheias	0,0160	0,0171	0,0223	0,0236	0,0348	0,0289
	Horas de vazio normal	0,0142	0,0153	0,0205	0,0218	0,0330	0,0271
	Horas de super vazio	0,0142	0,0153	0,0205	0,0218	0,0330	0,0271

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, apresentam-se no Quadro 4-14.

Quadro 4-14 - Preços da tarifa de 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 ativa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,276	0,0167	0,0160	0,0142	0,0142
AT	4	0,276	0,0181	0,0173	0,0155	0,0155
MT	4	0,276	0,0244	0,0235	0,0214	0,0213
BTE	4	0,276	0,0277	0,0266	0,0241	0,0235
BTN tri-horárias	3	0,276	0,0404	0,0391	0,0361	
BTN bi-horárias	2	0,276	0,0394		0,0361	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	0,276	0,0381			
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	0,276	0,0316			
BTN (iluminação pública)	1	-	0,0377			

No Quadro 4-15 apresenta-se a desagregação do valor do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 4-14.

Quadro 4-15 - Desagregação do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA							
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência contratada (EUR/kW.mês)						
	CMEC - EDP Gestão da Produção				Componente de alisamento		Correcção de hidraulicidade
	Parcela Fixa		Parcela de acerto		Revisib. Prevista	Ajust. Previstos	
	Renda Anual	Ajust.	Revisib	Ajust.			
MAT	0,145	-0,002	0,004	-0,002	0,154	0,003	-0,027
AT	0,145	-0,002	0,004	-0,002	0,154	0,003	-0,027
MT	0,145	-0,002	0,004	-0,002	0,154	0,003	-0,027
BTE	0,145	-0,002	0,004	-0,002	0,154	0,003	-0,027
BTN tri-horárias	0,145	-0,002	0,004	-0,002	0,154	0,003	-0,027
BTN bi-horárias	0,145	-0,002	0,004	-0,002	0,154	0,003	-0,027
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	0,145	-0,002	0,004	-0,002	0,154	0,003	-0,027
BTN simples (<=2,3 kVA)	0,145	-0,002	0,004	-0,002	0,154	0,003	-0,027
BTN (iluminação pública) *	0,145	-0,002	0,004	-0,002	0,154	0,003	-0,027

* Preços de potência contratada incluídos na tarifa de iluminação pública.

4.3.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado 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 operador da rede de distribuição em MT e AT, apresentadas no ponto 4.2.2.2 deste capítulo, adicionado dos ajustamentos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflete a diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição 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 operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Tarifas para a energia elétrica em 2012

da rede de distribuição e as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado 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 operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado apresentam-se no Quadro 4-16 e no Quadro 4-17.

Quadro 4-16 - 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	1,336
	Contratada	0,148
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0004
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 reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0204
	Capacitiva	0,0152

Quadro 4-17 - 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	2,561
	Contratada	0,285
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0008
	Horas cheias	0,0007
	Horas de vazio normal	0,0006
	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 reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	-
	Capacitiva	-

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 4-18.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Tarifas para a energia elétrica em 2012

Quadro 4-18 - 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 ativa (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	2,953	0,0008	0,0007	0,0006	0,0005	0,0008	0,0007	0,0007	0,0006
MT	4	3,094	0,0009	0,0007	0,0006	0,0005	0,0008	0,0007	0,0007	0,0006
BTE	4	3,316	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
BTN tri-horárias	3	-	0,0410	0,0008	0,0007		0,0410	0,0008	0,0007	
BTN bi-horárias	2	-	0,0097		0,0007		0,0097		0,0007	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,0062				0,0062			
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	-	0,0062				0,0062			
BTN (iluminação pública)	1	-	0,0032				0,0032			

4.3.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa diferenciados por período horário e preços de energia reativa indutiva e capacitiva.

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são determinados por aplicação de fatores multiplicativos aos custos incrementais de potência da rede de Distribuição por nível de tensão, preservando-se a estrutura dos custos incrementais. Estes fatores multiplicativos são determinados tal que as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicadas às quantidades previstas para 2012 proporcionam os proveitos permitidos em 2012, de acordo com o estabelecido no Artigo 125.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 fator multiplicativo.

No Quadro 4-19 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2012 determinada de acordo com o descrito no documento “Estrutura Tarifária no Sector Elétrico em 2012”.

Quadro 4-19 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2012

EUR/kW/mês	Potência contratada	Potência horas de ponta
AT	0,1087	1,2547
MT	0,9934	5,9164
BT	0,5401	7,0938

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Tarifas para a energia elétrica em 2012

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 respetivos fatores 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 operadores da rede de distribuição apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-20 - 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	0,759
	Contratada	0,066
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0006
	Horas cheias	0,0005
	Horas de vazio normal	0,0004
	Horas de super vazio	0,0003
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0006
	Horas cheias	0,0005
	Horas de vazio normal	0,0004
	Horas de super vazio	0,0004
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0207
	Capacitiva	0,0155

Quadro 4-21 - 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	3,578
	Contratada	0,601
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0022
	Horas cheias	0,0017
	Horas de vazio normal	0,0011
	Horas de super vazio	0,0007
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0021
	Horas cheias	0,0017
	Horas de vazio normal	0,0011
	Horas de super vazio	0,0009
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0226
	Capacitiva	0,0169

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Tarifas para a energia elétrica em 2012

Quadro 4-22 - 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	8,903
	Contratada	0,678
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0033
	Horas cheias	0,0026
	Horas de vazio normal	0,0019
	Horas de super vazio	0,0008
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0031
	Horas cheias	0,0026
	Horas de vazio normal	0,0020
	Horas de super vazio	0,0010
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0256
	Capacitiva	0,0195

É de notar que, contrariamente à tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, estas tarifas são relativas apenas ao nível de tensão respetivo, 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.

Quadro 4-23 - 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 ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (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	0,759	0,066	0,0006	0,0005	0,0004	0,0003	0,0006	0,0005	0,0004	0,0004	0,0207	0,0155
MT	4	0,881	-	0,0006	0,0005	0,0004	0,0003	0,0006	0,0006	0,0004	0,0004	-	-
BTE	4	0,944	-	0,0007	0,0006	0,0005	0,0004	0,0007	0,0006	0,0005	0,0004	-	-
BTN tri-horárias	3	-	-	0,0121	0,0006	0,0004		0,0121	0,0006	0,0004		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0031		0,0004		0,0031		0,0004		-	-
BTN simples (<=20,7 kVA)	1	-	-	0,0021				0,0021				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	-	-	0,0021				0,0021				-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0012				0,0012				-	-

Quadro 4-24 - 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 ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (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	3,578	0,601	0,0022	0,0017	0,0011	0,0007	0,0021	0,0017	0,0011	0,0009	0,0226	0,0169
BTE	4	4,635	-	0,0023	0,0018	0,0012	0,0008	0,0023	0,0018	0,0012	0,0008	-	-
BTN tri-horárias	3	-	-	0,0584	0,0018	0,0011		0,0584	0,0018	0,0011		-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0143		0,0011		0,0143		0,0011		-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	-	0,0092				0,0092				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	-	-	0,0092				0,0092				-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0047				0,0047				-	-

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

Quadro 4-25 - 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 ativa (EUR/kWh)				Energia reativa (EUR/kvarh)	
		horas de ponta	contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Fornecida	Recebida
BTE	4	8,903	0,678	0,0032	0,0026	0,0019	0,0009	0,0256	0,0195
BTN tri-horárias	3	-	0,678	0,0338		0,0331		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,678	0,0266		0,0016		-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,678	0,0170				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	-	0,678	0,0170				-	-
BTN (iluminação pública)	1	-	-	0,0099				-	-

4.4 TARIFAS POR ATIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Apresentam-se a seguir os preços das tarifas por atividade 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 atividade, a aplicar pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos aos seus clientes para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos fatores 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.

4.4.1 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa de Energia (TE) deve refletir a estrutura de preços praticados no mercado grossista, respeitando-se a estrutura dos custos marginais de energia. Para esse efeito os

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014**

Tarifas para a energia elétrica em 2012

custos marginais são escalados de modo a assegurar-se a recuperação dos proveitos permitidos em 2012 na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso. O fator de escala multiplicativo adotado é igual por período horário.

Os custos marginais a utilizar no cálculo desta tarifa foram determinados de acordo com o descrito no estudo “Estrutura Tarifária no Sector Elétrico em 2012”, em anexo ao presente documento.

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 4-26 - Preços da tarifa de Energia

ENERGIA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0754
	Horas cheias	0,0643
	Horas de vazio normal	0,0545
	Horas de super vazio	0,0392
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0712
	Horas cheias	0,0656
	Horas de vazio normal	0,0578
	Horas de super vazio	0,0504

Os preços da tarifa de Energia convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-27.

Quadro 4-27 - 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 ativa (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	0,0752	0,0641	0,0544	0,0391	0,0710	0,0654	0,0577	0,0502
AT	4	0,0764	0,0651	0,0552	0,0397	0,0721	0,0664	0,0585	0,0510
MT	4	0,0801	0,0679	0,0569	0,0408	0,0756	0,0692	0,0604	0,0524
BTE	4	0,0836	0,0730	0,0620	0,0480	0,0836	0,0730	0,0620	0,0480
BTN tri-horárias	3	0,0841	0,0730	0,0582		0,0841	0,0730	0,0582	
BTN bi-horárias	2	0,0755		0,0577		0,0755		0,0577	
BTN simples (<=20,7 kVA)	1	0,0687				0,0687			
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	0,0687				0,0687			
BTN (iluminação pública)	1	0,0616				0,0616			

4.4.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

As tarifas de Comercialização transitórias aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE e as tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em BTN apresentam uma estrutura binómia sendo constituídas por um termo fixo e um preço de energia sem diferenciação horária.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Tarifas para a energia elétrica em 2012

Os preços das tarifas de Comercialização transitórias aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE e as tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em BTN aplicados às quantidades previstas para 2012 igualam os proveitos permitidos em 2012 na atividade de Comercialização. Estes preços são calculados tendo em conta a estrutura de custos médios de referência e as regras de escalamento descritas no estudo “Estrutura Tarifária no Sector Elétrico em 2012” em anexo ao presente documento.

Os preços das tarifas de Comercialização transitórias aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE e as tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em BTN a aplicar pelo comercializador de último recurso apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 4-28 - Preços das tarifas de Comercialização transitórias aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE e das tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em BTN

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT E MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	2,32	0,07595	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0003		
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	2,34	0,07656	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0002		
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	0,44	0,01453	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0025		

* RRC art. 203.º, n.º 3

4.5 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, Uso da Rede de Transporte e Uso das Redes de Distribuição.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2012.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Tarifas para a energia elétrica em 2012

Quadro 4-29 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2012

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	1,336	0,0438
	Contratada	0,424	0,0139
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0174	
	Horas cheias	0,0166	
	Horas de vazio normal	0,0147	
	Horas de super vazio	0,0146	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0173	
	Horas cheias	0,0166	
	Horas de vazio normal	0,0147	
	Horas de super vazio	0,0147	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0204	
	Capacitiva	0,0152	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	3,712	0,1217
	Contratada	0,342	0,0112
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0195	
	Horas cheias	0,0185	
	Horas de vazio normal	0,0165	
	Horas de super vazio	0,0163	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0195	
	Horas cheias	0,0185	
	Horas de vazio normal	0,0166	
	Horas de super vazio	0,0165	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0207	
	Capacitiva	0,0155	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	7,553	0,2476
	Contratada	0,877	0,0288
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0281	
	Horas cheias	0,0264	
	Horas de vazio normal	0,0235	
	Horas de super vazio	0,0228	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0279	
	Horas cheias	0,0265	
	Horas de vazio normal	0,0236	
	Horas de super vazio	0,0232	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0226	
	Capacitiva	0,0169	

* RRC art. 203.º, n.º 3

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014**

Tarifas para a energia elétrica em 2012

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	17,798	0,5835
	Contratada	0,954	0,0313
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0348	
	Horas cheias	0,0324	
	Horas de vazio normal	0,0284	
	Horas de super vazio	0,0262	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0256	
	Capacitiva	0,0195	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	27,6	26,33	0,8633
	34,5	32,91	1,0791
	41,4	39,50	1,2949
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1857	
	Horas cheias	0,0754	
	Horas de vazio	0,0400	

* RRC art. 203.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, bi-horária e tri-horária	3,45	3,29	0,1079
	4,6	4,39	0,1439
	5,75	5,49	0,1799
	6,9	6,58	0,2158
	10,35	9,87	0,3237
	13,8	13,17	0,4316
	17,25	16,46	0,5396
	20,7	19,75	0,6475
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0726	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0931	
	Horas de vazio	0,0399	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1790	
	Hora cheia	0,0688	
	Hora vazio	0,0399	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	1,10	0,0360
	2,3	2,19	0,0719
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0661	

* RRC art. 203.º, n.º 3

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece que os comercializadores informem, anualmente, os seus clientes sobre o peso dos custos de interesse económico geral na faturação de Acesso às Redes. Para o ano 2012, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos custos de interesse económico geral são os seguintes:

Parâmetros a aplicar em 2012 para determinar o valor dos CIEG	
MAT	83%
AT	67%
MT	41%
BTE	41%
BTN > 2,3kVA	45%
BTN <= 2,3kVA	41%

4.6 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DA MOBILIDADE ELÉTRICA

O Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, estabeleceu a organização, o acesso e o exercício das atividades de mobilidade elétrica e procedeu ao estabelecimento de uma rede piloto de mobilidade elétrica e à regulação de incentivos à utilização de veículos elétricos.

Dando cumprimento ao estabelecido no artigo 54º do referido Decreto-Lei, a ERSE aprovou o Regulamento da Mobilidade Elétrica, Regulamento n.º 464/2011 de 3 de agosto de 2011.

De acordo com o artigo 14.º do Regulamento da Mobilidade Elétrica, os procedimentos associados à fixação e atualização da Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade são os definidos no Regulamento Tarifário do sector elétrico.

De acordo com os artigos 18.º e 22.º do mesmo regulamento, a tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade aplica-se às entregas dos Comercializadores de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica e resultam da conversão dos preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MT, BTE e BTN, definidos no Regulamento Tarifário do sector elétrico, para preços de energia ativa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh, com base numa regra de faturação, a aprovar no despacho de aprovação das tarifas e preços. Os preços de energia ativa podem ser diferenciados por nível de tensão e período tarifário.

Refira-se que os pontos de carregamento poderão ser alimentados em BTN e BTE ou MT, consoante se trate de carregamentos normais ou rápidos e dependendo da tipologia das instalações e número de pontos de carregamento em cada “estação de serviço”.

As quantidades associadas à energia entregue à Rede de Mobilidade Elétrica devem ser determinadas nos Pontos de Entrega à Rede de Mobilidade Elétrica.

Considerando a fase experimental da Rede de Mobilidade Elétrica e o não conhecimento de perfis tipo dos pontos de carregamento lento e rápido, a ERSE optou por considerar para 2012 que os preços de energia ativa da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade coincidem com os preços médios das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MT, BTE e BTN.

**Quadro 4-30 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade
Elétrica a vigorarem em 2012**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL À MOBILIDADE		PREÇOS
Energia activa		(EUR/kWh)
	MT	0,0439
	BTE	0,0691
	BTN s/ IP	0,0947

4.7 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL EM BTN

Na presente secção apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso aplicáveis aos consumidores em BTN, a vigorarem em 2012.

Estes preços dependem dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do ano de 2011 e da variação tarifária. Esta variação depende, por um lado, dos custos do sector elétrico (ou seja, dos proveitos permitidos em cada atividade) e por outro, do mecanismo de convergência para tarifas aditivas estabelecido no Regulamento Tarifário, que permite a aplicação do princípio da aditividade tarifária.

4.7.1 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 atividade 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, Energia e Comercialização.

As tarifas de Venda a Clientes Finais aditivas são as que resultam da aplicação do princípio da aditividade tarifária e são obtidas adicionando em cada nível de tensão e opção tarifária os preços resultantes da conversão das tarifas por atividade 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 consumidores face à evolução das tarifas. Esta estabilidade é garantida no Regulamento Tarifário através do mecanismo de convergência para tarifas aditivas previsto no artigo 128.º, o qual estabelece a convergência gradual para os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais que resultam da adição das tarifas por atividade a montante, através de um mecanismo de limitação dos acréscimos por termo tarifário.

A estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais orientada pela estrutura das tarifas aditivas e o processo de convergência para as mesmas é descrita no documento “Estrutura Tarifária no Sector Elétrico em 2012”.

4.7.2 FORNECIMENTOS DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA NO CONTINENTE

O Regulamento Tarifário publicado em 2011 veio definir um novo quadro regulamentar para o fornecimento de iluminação pública, anunciando a extinção da opção tarifária de iluminação pública em janeiro de 2013 e determinando a instalação de equipamentos de medida mais sofisticados em todos os pontos de consumo de iluminação pública.

Em paralelo com a referida alteração, o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de consumo do setor elétrico (em fase de revisão) propôs a adoção da regra de determinação de quantidades para os fornecimentos de iluminação pública cujos equipamentos de medida estejam, transitoriamente, inadequados à opção tarifária escolhida. A aplicação desta regra de estimação de consumos de energia ativa por período tarifário e de potência contratada é independente do comercializador do cliente, permitindo total liberdade de escolha e de tratamento dos clientes de iluminação pública.

Nestes termos, a regra de determinação de consumos e de potência contratada será objeto de definição no Guia de Medição, a publicar em breve.

4.7.3 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO EM BTN A VIGORAREM EM 2012

As tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso aplicáveis aos consumidores em BTN, a vigorarem em 2012 apresentam-se nos quadros seguintes.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Tarifas para a energia elétrica em 2012

Quadro 4-31 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN a vigorarem em 2012

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa de médias utilizações	27,6	41,65	1,3656
	34,5	51,91	1,7021
	41,4	62,17	2,0385
Tarifa de longas utilizações	27,6	166,44	5,4570
	34,5	207,98	6,8190
	41,4	249,51	8,1807
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2749	
	Horas cheias	0,1367	
	Horas de vazio	0,0746	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1820	
	Horas cheias	0,1040	
	Horas de vazio	0,0674	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-h e tri-horária	3,45	5,33	0,1748
	4,6	6,92	0,2268
	5,75	8,50	0,2788
	6,9	10,09	0,3308
	10,35	14,85	0,4868
	13,8	19,60	0,6427
	17,25	24,36	0,7987
	20,7	29,12	0,9546
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1393	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1551	
	Horas de vazio	0,0833	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1706	
	Horas de cheias	0,1442	
	Horas de vazio	0,0833	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	2,29	0,0752
	2,3	4,03	0,1321
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1100	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa tri-horária	27,6	23,48	0,7698
	34,5	29,35	0,9622
	41,4	35,21	1,1543
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2747	
	Horas cheias	0,1463	
	Horas de vazio	0,0740	

* RRC art. 203.º, n.º 3

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014**

Tarifas para a energia elétrica em 2012

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (<=20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	1,69	0,0553
	4,6	2,37	0,0776
	5,75	3,05	0,0999
	6,9	3,73	0,1222
	10,35	5,63	0,1844
	13,8	7,57	0,2481
	17,25	9,46	0,3101
Tarifa bi-horária e tri-horária	20,7	11,44	0,3751
	3,45	4,65	0,1523
	4,6	5,49	0,1801
	5,75	6,16	0,2019
	6,9	7,02	0,2302
	10,35	8,91	0,2922
	13,8	10,85	0,3559
	17,25	12,75	0,4179
	20,7	14,74	0,4832
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1595	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1713	
	Horas de vazio	0,0794	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2601	
	Horas cheias	0,1460	
	Horas de vazio	0,0794	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		PREÇOS
Energia ativa	(EUR/kWh)	0,1100

4.8 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS TRANSITÓRIAS EM PORTUGAL CONTINENTAL

As tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais, em Portugal continental, com consumos em MAT, AT, MT e BTE foram extintas através do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro. Nos termos deste Decreto-Lei a partir do dia 1 de janeiro de 2011 extinguiram-se as tarifas reguladas de venda a clientes finais iniciando-se um regime transitório.

Durante o regime transitório, o comercializador de último recurso é obrigado a fornecer eletricidade aos clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE que ainda não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, sendo aplicada uma tarifa de venda transitória, a publicar pela ERSE, calculada por aplicação de um fator de agravamento à soma das tarifas de acesso às redes, do custo médio da energia e do custo de comercialização regulada. O referido agravamento é aplicado de forma a incentivar a transferência de clientes da tarifa transitória para o mercado livre, por opção dos clientes, durante o período transitório.

Nos quadros seguintes apresentam-se as tarifas de venda transitórias do comercializador de último recurso aplicáveis aos clientes ligados em MAT, AT, MT e BTE, a vigorarem de 1 de janeiro de 2012 a 31 de dezembro de 2012.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Tarifas para a energia elétrica em 2012

Quadro 4-32 - Preços das tarifas de venda transitórias a vigorarem em 2012

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MAT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		76,24	2,4998
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	4,991	0,1636
	Contratada	0,794	0,0260
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1022	
	Horas cheias	0,0818	
	Horas de vazio normal	0,0555	
	Horas de super vazio	0,0518	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1028	
	Horas cheias	0,0841	
	Horas de vazio normal	0,0591	
	Horas de super vazio	0,0552	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0204	
	Recebida	0,0152	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		83,77	2,7466
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	5,909	0,1937
	Contratada	0,814	0,0267
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	5,685	0,1864
	Contratada	0,639	0,0210
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,935	0,4241
	Contratada	0,407	0,0133
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1061
		Horas cheias	0,0831
		Horas de vazio normal	0,0572
		Horas de super vazio	0,0530
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1062	
	Horas cheias	0,0861	
	Horas de vazio normal	0,0591	
	Horas de super vazio	0,0549	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1201
		Horas cheias	0,0861
		Horas de vazio normal	0,0597
		Horas de super vazio	0,0559
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1227	
	Horas cheias	0,0894	
	Horas de vazio normal	0,0615	
	Horas de super vazio	0,0568	
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1458
		Horas cheias	0,1023
		Horas de vazio normal	0,0616
		Horas de super vazio	0,0577
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1464	
	Horas cheias	0,1016	
	Horas de vazio normal	0,0633	
	Horas de super vazio	0,0584	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Fornecida	0,0207	
	Recebida	0,0155	

* RRC art. 203.º, n.º 3

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014**

Tarifas para a energia elétrica em 2012

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		48,06	1,5759
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	8,983	0,2945
	Contratada	1,397	0,0458
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	9,064	0,2972
	Contratada	1,271	0,0417
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	13,977	0,4582
	Contratada	0,495	0,0162
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1191
		Horas cheias	0,0911
		Horas de vazio normal	0,0579
		Horas de super vazio	0,0541
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1229
		Horas cheias	0,0937
		Horas de vazio normal	0,0602
		Horas de super vazio	0,0560
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1253
		Horas cheias	0,0945
		Horas de vazio normal	0,0589
		Horas de super vazio	0,0552
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1321
		Horas cheias	0,0950
		Horas de vazio normal	0,0623
		Horas de super vazio	0,0578
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1981
		Horas cheias	0,1037
		Horas de vazio normal	0,0664
		Horas de super vazio	0,0621
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1985
		Horas cheias	0,1034
		Horas de vazio normal	0,0666
		Horas de super vazio	0,0622
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
		Fornecida	0,0226
		Recebida	0,0169

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		28,16	0,9233
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	12,275	0,4025
	Contratada	0,535	0,0175
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	18,651	0,6115
	Contratada	1,349	0,0442
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2078
		Horas cheias	0,1112
		Horas vazio normal	0,0732
		Horas super vazio	0,0680
	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1392
		Horas cheias	0,1015
		Horas vazio normal	0,0636
		Horas super vazio	0,0593
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
		Fornecida	0,0256
		Recebida	0,0195

* RRC art. 203.º, n.º 3

4.9 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

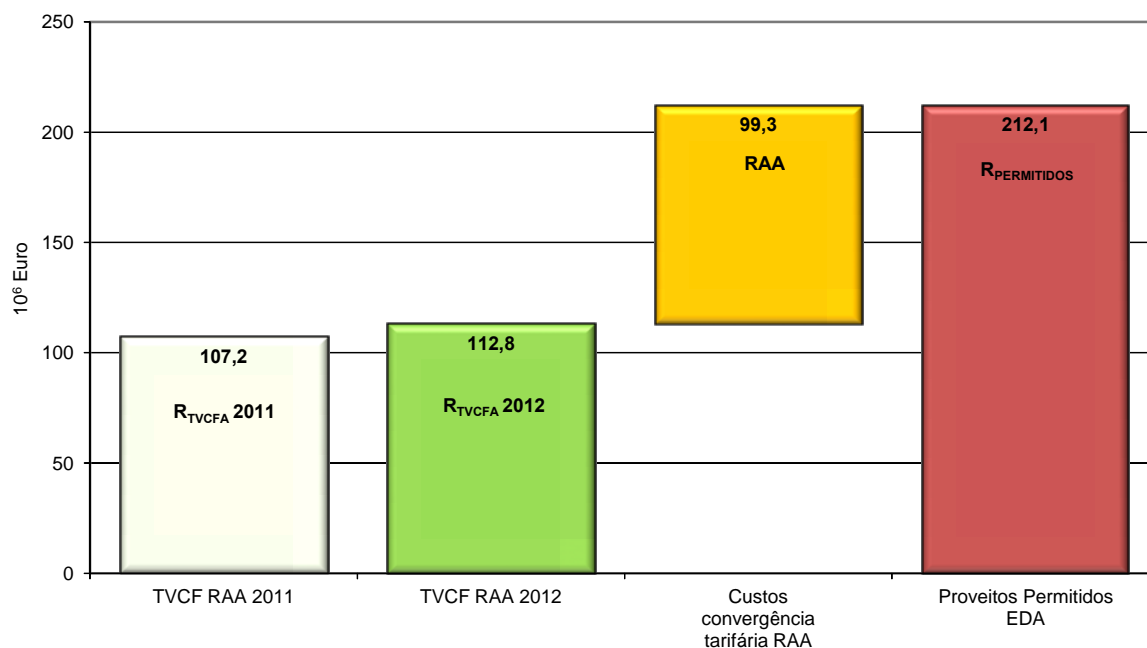
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 faturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente.

O processo de convergência tarifária entre as tarifas da RAA e de Portugal continental em 2012 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária no Sector Elétrico em 2012”.

Na Figura 4-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2012 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA evidenciando-se os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS (“RAA”).

Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2012 da RAA



R_{TVCFA} 2011 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2011

R_{TVCFA} 2012 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA

RAA - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a incorporar na tarifa UGS

R_{permitted} - Proveitos Permitidos à EDA em 2012

A aplicação em 2012 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2011 proporcionaria 107,2 milhões de euros. A aplicação das tarifas do Continente proporciona

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Tarifas para a energia elétrica em 2012

112,8 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas atividades reguladas da EDA e o valor dos proveitos proporcionados pela aplicação das TVCF do Continente às quantidades da RAA.

Enquanto não for publicado o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados referente à RAA, aplicam-se aos fornecimentos de energia elétrica para iluminação pública, relativos a opções tarifárias cujo equipamento de medida não esteja adequado para a respetiva opção tarifária, as regras de repartição de consumos e determinação da potência contratada, a definir no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Portugal Continental.

4.9.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA A VIGORAREM EM 2012

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2012, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2012

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		38,94	1,2768
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	8,663	0,2840
	Contratada	1,146	0,0376
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1164	
	Horas cheias	0,0947	
	Horas de vazio normal	0,0590	
	Horas de super vazio	0,0551	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1186	
	Horas cheias	0,0961	
	Horas de vazio normal	0,0613	
	Horas de super vazio	0,0571	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0211	
	Capacitiva	0,0156	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Tarifas para a energia elétrica em 2012

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		17,96	0,5887
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	18,450	0,6049
	Contratada	1,149	0,0377
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1312	
	Horas cheias	0,1056	
	Horas de vazio normal	0,0652	
	Horas de super vazio	0,0609	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0247	
	Capacitiva	0,0185	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	27,6	40,19	1,3177
	34,5	49,88	1,6355
	41,4	59,58	1,9534
	55,2	78,97	2,5891
	69,0	98,36	3,2248
	103,5	146,83	4,8141
	110,4	156,53	5,1320
	138,0	195,30	6,4034
	172,5	243,78	7,9927
	207,0	292,25	9,5820
215,0	303,49	9,9505	
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2770	
	Horas cheias	0,1393	
	Horas de vazio	0,0746	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS		
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*	
Tarifa simples	3,45	5,67	0,1858	
	4,6	7,49	0,2456	
	5,75	8,58	0,2814	
	6,9	10,26	0,3365	
	10,35	14,85	0,4868	
	13,8	19,49	0,6391	
	17,25	23,92	0,7841	
	20,7	29,47	0,9662	
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	6,06	0,1986
		4,6	8,01	0,2628
5,75		9,18	0,3009	
6,9		10,98	0,3599	
10,35		15,90	0,5212	
13,8		20,82	0,6825	
17,25		25,74	0,8438	
20,7		29,47	0,9662	
Energia ativa		(EUR/kWh)		
Tarifa simples		0,1406		
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1551		
	Horas de vazio	0,0832		
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1706		
	Horas cheias	0,1392		
	Horas de vazio	0,0832		

* RRC art. 203.º, n.º 3

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Tarifas para a energia elétrica em 2012

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	2,31	0,0758
	2,3	4,44	0,1455
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1192	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		PREÇOS	
Energia ativa		(EUR/kWh)	
		0,0888	

4.10 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

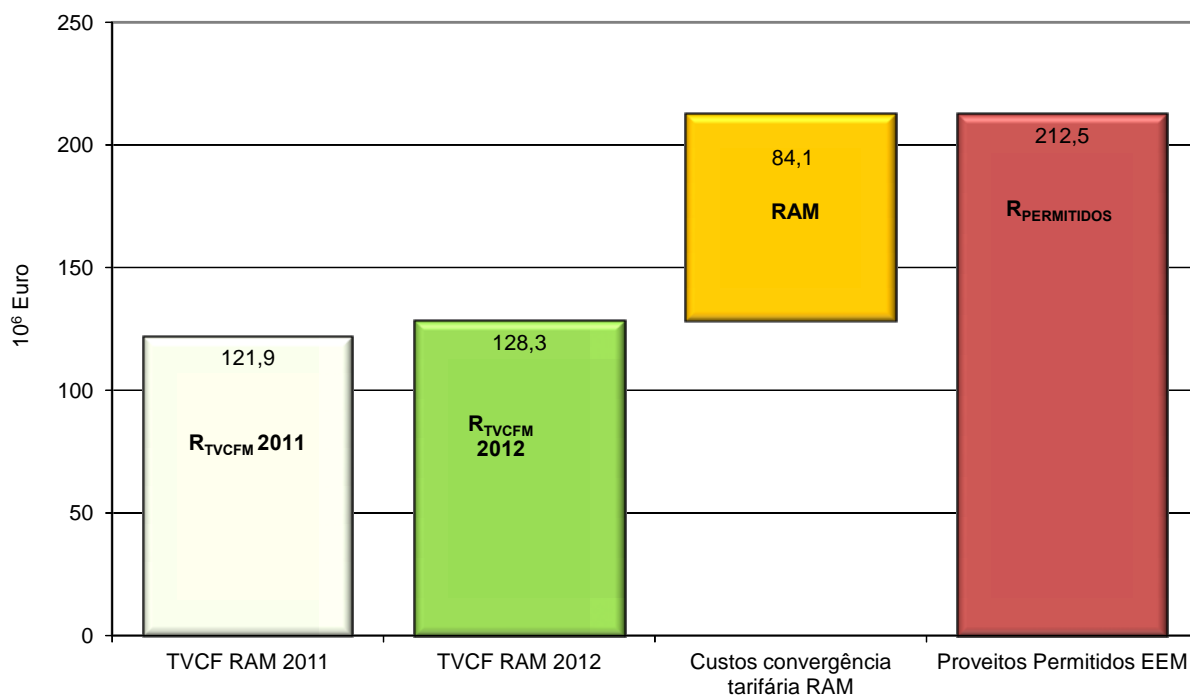
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 faturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente.

O processo de convergência tarifária entre as tarifas da RAM e de Portugal continental em 2012 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária no Sector Elétrico em 2012”.

Na Figura 4-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2012 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM evidenciando-se os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS (“RAM”).

Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2012 da RAM



R_{TVCFM} 2011 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM em 2011

R_{TVCFM} 2012 - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAM

RAM - Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a incorporar na tarifa UGS

$R_{PERMITIDOS}$ - Proveitos Permitidos à EEM em 2012

A aplicação em 2012 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2011 proporcionaria 121,9 milhões de euros. A aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do Continente proporciona 128,3 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas atividades reguladas da EEM e o valor dos proveitos proporcionados pela aplicação das TVCF do Continente às quantidades da RAM.

Enquanto não for publicado o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados referente à RAM, aplicam-se aos fornecimentos de energia elétrica para iluminação pública, relativos a opções tarifárias cujo equipamento de medida não esteja adequado para a respetiva opção tarifária, as regras de repartição de consumos e determinação da potência contratada, a definir no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de Portugal Continental.

4.10.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM A VIGORAREM EM 2012

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2012, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Tarifas para a energia elétrica em 2012

Quadro 4-34 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2012

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		38,23	1,2534
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	8,686	0,2848
	Contratada	1,205	0,0395
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1168	
	Horas cheias	0,0947	
	Horas vazio normal	0,0596	
	Horas super vazio	0,0557	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1189	
	Horas cheias	0,0961	
	Horas vazio normal	0,0618	
	Horas super vazio	0,0575	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0214	
	Capacitiva	0,0159	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		21,05	0,6901
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	18,449	0,6049
	Contratada	1,063	0,0349
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1342	
	Horas cheias	0,1056	
	Horas vazio normal	0,0648	
	Horas super vazio	0,0605	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0243	
	Capacitiva	0,0185	

* RRC art. 203.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	26,32	0,8630
	34,5	32,16	1,0545
	41,4	38,00	1,2460
	51,75	46,76	1,5332
	62,1	55,52	1,8204
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2882	
	Horas cheias	0,1375	
	Horas de vazio	0,0598	

* RRC art. 203.º, n.º 3

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014**

Tarifas para a energia elétrica em 2012

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		5,65	0,1853
	4,6		7,46	0,2447
	5,75		8,68	0,2846
	6,9		10,37	0,3401
	10,35		15,06	0,4937
	13,8		19,74	0,6473
	17,25		24,43	0,8010
	20,7		29,12	0,9546
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45		5,78	0,1895
	4,6		7,63	0,2503
	5,75		8,85	0,2902
	6,9		10,58	0,3468
	10,35		15,57	0,5104
	13,8		20,47	0,6712
	17,25		25,25	0,8277
	20,7		30,02	0,9842
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1402	
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1539	
		Horas de vazio	0,0834	
	Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,1693	
		Horas cheia	0,1442	
		Horas vazio	0,0834	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15		2,30	0,0753
	2,3		4,38	0,1437
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1177	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BT (ILUMINAÇÃO PÚBLICA)		PREÇOS
Energia ativa	(EUR/kWh)	0,1100

4.11 TARIFA SOCIAL

A situação de crescente incremento dos custos energéticos que se tem verificado internacionalmente e a intenção de prosseguir o aprofundamento da liberalização do mercado elétrico justificam a adoção de medidas concretas de proteção dos consumidores economicamente mais vulneráveis, em linha com o estabelecido na Diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho, relativa ao mercado interno da eletricidade.

Uma das formas de proteger os consumidores vulneráveis, na sua perspetiva de insuficiência económica, será garantir o seu acesso ao fornecimento de energia elétrica a preços razoáveis, independentemente de quem seja o prestador do serviço. A existência de uma tarifa social, aplicável aos consumidores domésticos de eletricidade que se encontrem numa situação de carência socioeconómica pode ser uma das medidas a adotar, no quadro da proteção dos clientes vulneráveis, sem prejuízo dos princípios da transparência, da igualdade de tratamento e da não discriminação que devem estar subjacentes à aplicação de tais medidas.

É neste quadro que o Governo aprovou em Conselho de Ministros de 14 de outubro de 2010 um diploma que estabelece a aplicação de tarifas sociais de acesso e de último recurso. Neste diploma estabelece-se que os beneficiários do Rendimento Social de Inserção, do Complemento Solidário para Idosos, do Subsídio Social de Desemprego, do 1.º Escalão do Abono de Família para crianças e jovens e da Pensão Social de Invalidez poderão usufruir de uma tarifa social de eletricidade. Esta decisão é orientada pelo facto de serem as situações de carência socioeconómica que motivam a atribuição de recursos mínimos de sobrevivência ou complementares, como mecanismos de combate à pobreza ou de apoio social.

Adicionalmente o diploma estabelece que os clientes economicamente vulneráveis que podem beneficiar de uma tarifa social serão inevitavelmente consumidores domésticos, que sejam titulares de um contrato de fornecimento de energia elétrica para a sua habitação permanente e que possam satisfazer as suas necessidades mínimas, mas essenciais, de energia elétrica, o que fundamenta a introdução de alguns limites na sua utilização, mais precisamente na potência contratada. Neste sentido prevê-se que uma das condições para a atribuição da tarifa social seja a potência contratada não ultrapassar os 4,6 kVA.

O limite imposto à potência contratada é considerado adequado para este efeito, permitindo o funcionamento simultâneo dos eletrodomésticos básicos. Este limiar de potência corresponde a um segmento de clientes muito significativo. Com efeito, no final de 2010 existiam 3,45 milhões de clientes com potência contratada igual ou inferior a 4,6 kVA, o que correspondia a 58,2% do número total de clientes em baixa tensão normal. Este universo de clientes foi responsável por 34,5% do consumo total de eletricidade correspondente aos clientes em baixa tensão normal.

Cada cliente economicamente vulnerável apenas pode beneficiar da tarifa social num único ponto de ligação às redes de distribuição de energia elétrica em baixa tensão.

O número de beneficiários das prestações sociais anteriormente indicadas no final de agosto de 2010 apresenta-se no quadro seguinte.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Tarifas para a energia elétrica em 2012

Quadro 4-35 - Número de beneficiários das prestações sociais (agosto de 2010)

	Número de Beneficiários	Número de agregados familiares
Rendimento Social de Inserção (RSI)	371 588	149 823
Complemento Solidário para Idosos (CSI)	234 600	192 528
Abono de família para crianças e jovens – 1.º escalão	227 703	227 703
Subsídio Social de Desemprego	97 214	95 641
Pensão Social de Invalidez	-	-
Total	931 105	665 695

De forma a assegurar que a tarifa social seja aplicável a todos os clientes independentemente do seu comercializador, esta será aplicada através de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal. Os comercializadores deverão estender e explicitar este desconto nas faturas dos seus clientes vulneráveis sabendo-se que estes clientes devem, por um lado, ser enquadrados nas prestações sociais referidas e por outro lado, apresentar uma potência contratada inferior ou igual a 4,6 kVA, na sua habitação permanente.

Para além da tarifa social de acesso às redes a ERSE estabelece uma tarifa social de Venda a Clientes Finais aplicável pelo comercializador de último recurso. O desconto aplicado na tarifa social de acesso às redes permite limitar o acréscimo da tarifa social de Venda a Clientes Finais.

O modelo de proteção dos consumidores vulneráveis através de um desconto nas tarifas de acesso às redes permite estender esta medida a todos os comercializadores que abasteçam estes consumidores, de forma compatível com a Diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho, relativa ao mercado interno da eletricidade.

Uma vez que a decisão relativa à definição do referido desconto a aplicar aos clientes se insere no âmbito da política energética nacional, sem prejuízo da sua componente social, o valor do desconto a aplicar em cada ano será calculado pela ERSE tendo em conta o limite da variação tarifária a definir anualmente pelo Ministro responsável pela área da energia, de modo a ser considerado no processo de fixação das tarifas de energia elétrica para o ano seguinte.

Através do Despacho n.º 13011/2011, de 29 de setembro de 2011, o limite máximo da variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso de 2011 para 2012, para efeitos de aplicação nas tarifas de eletricidade de 2012, é de 2,3%.

O valor do desconto a aplicar em cada ano, calculado pela ERSE, considera as seguintes opções:

- Aplicação no termo de potência contratada, de modo a transmitir aos clientes um sinal preço dos seus consumos e assim racionalizar e garantir a eficiente utilização do recurso energia elétrica.
- Desconto idêntico em €/kVA para todas as opções tarifárias e escalões de potência, comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas, de modo a manter a racionalidade entre os diversos preços de potência contratada das várias opções tarifárias e escalões de potência.

Neste contexto e tendo em conta o limite máximo de variação tarifária anual da tarifa social de venda a clientes finais dos Comercializadores de Último Recurso, a considerar no cálculo das tarifas de energia elétrica para 2012, definido pelo Ministro responsável pela área da energia, de 2,3%, o desconto a aplicar no termo de potência contratada, para todas as opções tarifárias e escalões de potência, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, é de 0,24 €/kVA. Este desconto é aplicado nas tarifas sociais de acesso às redes e nas tarifas sociais de venda a clientes finais de Portugal continental e regiões Autónomas.

O financiamento do referido desconto será assegurado pelos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, nomeadamente pelos beneficiários de incentivos relacionados com a garantia de potência, nos termos da Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, publicada ao abrigo do artigo 33.º- A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho.

4.11.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES A VIGORAR EM 2012

Às entregas a clientes economicamente vulneráveis dos operadores das redes de distribuição, que tenham solicitado a tarifa social, aplicam-se as tarifas sociais de Acesso às Redes.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas sociais de Acesso às Redes a vigorarem em 2012.

Quadro 4-36 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2012

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN SOCIAL (≤4,6 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	2,47	0,0811
	4,6	3,30	0,1081
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0726	
		0,0931	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0399	
	Horas de vazio	0,1790	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0688	
	Hora cheia	0,0399	
	Hora vazio		

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN SOCIAL (≤2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	0,82	0,0270
	2,3	1,65	0,0540
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0661	

* RRC art. 203.º, n.º 3

4.11.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO A VIGORAREM EM 2012

A tarifa social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso a vigorarem em 2012 apresenta-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-37 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2012 em Portugal continental

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SOCIAL (≤4,6 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	(kVA) 3,45	4,51	0,1480
	4,6	5,83	0,1910
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1393	
		0,1551	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0833	
	Horas de vazio	0,1706	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1442	
	Horas de cheias	0,0833	
	Horas de vazio		

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Tarifas para a energia elétrica em 2012

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SOCIAL (≤2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	2,02	0,0663
	2,3	3,48	0,1142
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1100	

* RRC art. 203.º, n.º 3

Quadro 4-38 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2012 na Região Autónoma dos Açores

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45	4,85	0,1589
	4,6	6,40	0,2098
Tarifa bi-horária	3,45	5,24	0,1718
	4,6	6,92	0,2270
Tarifa tri-horária	3,45	5,24	0,1718
	4,6	6,92	0,2270
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1406	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1551	
	Horas de vazio	0,0832	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1706	
	Horas cheias	0,1392	
	Horas de vazio	0,0832	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN SOCIAL (≤2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	2,04	0,0668
	2,3	3,89	0,1276
Energia activa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1192	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Tarifas para a energia elétrica em 2012

Quadro 4-39 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2012 na Região Autónoma da Madeira

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45		4,83	0,1584
	4,6		6,37	0,2089
Tarifa bi-horária	3,45		4,96	0,1627
	4,6		6,54	0,2145
Tarifa tri-horária	3,45		4,96	0,1627
	4,6		6,54	0,2145
Energia activa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1402	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,1539	
	Horas de vazio		0,0834	
Tarifa tri-horária	Horas ponta		0,1693	
	Horas cheia		0,1442	
	Horas vazio		0,0834	

* RRC art. 203.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN SOCIAL (<=2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15		2,02	0,0664
	2,3		3,84	0,1258
Energia activa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1177	

* RRC art. 203.º, n.º 3

5 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

5.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2012

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVVE,t}$	9,0%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, fixada para 2011, em percentagem	Art.º 73.º
δ_{t-2}	1,25	<i>Spread</i> de 2010, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	2,0	<i>Spread</i> de 2011, em pontos percentuais	-
$r_{GS,t}$	9,00%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Global do Sistema, fixada para 2012, em percentagem	Art.º 74.º
$\tilde{C}E_{URT,1}$	41 943	Componente de custos de exploração aceite para o ano de 2012	Art.º 79.º
$CI_{SURT,1}$	5 422	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite para 2012 (em €/painel de subestação)	Art.º 79.º
$CI_{rURT,1}$	426	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para 2012 (em €/km)	Art.º 79.º
$X_{I,URT,1}$	3,50%	Fator de eficiência a aplicar aos custos incrementais associados à extensão de rede de transporte e aos painéis de subestações, no ano t	Art.º 79.º
$r_{CA,URT,t}$	9,0%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, fixada para 2012, em percentagem	Art.º 79.º
$r_{CREf,URT,t}$	10,5%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos calculados com base em custos de referência, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, fixada para 2012, em percentagem	Art.º 79.º
α_1	50%	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, em 2012	Art.º 79.º
$r_{Ime,URT,1}$	10,5%	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração, em 2012, em percentagem	Art.º 79.º
$FCE_{URD,AT/MT,1}$	50 075	Componente fixa dos proventos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 85.º
-	4,00%	Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2009	Art.º 83.º
-	3,50%	Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2010	Art.º 83.º

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014**

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
-	4,00%	Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2011	Art.º 83.º
$X_{FCE,AT/MT,1}$	3,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em percentagem	Art.º 85.º
$VCE_{URD,AT/MT,1}$	0,001412	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em Euros por kWh	Art.º 85.º
$X_{VCE,AT/MT,1}$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em percentagem	Art.º 85.º
$VCE_{URD,AT/MT,1}$	n.a	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica injetada na rede de distribuição em AT/MT, em Euros por kWh	Art.º 85.º
$X_{VCE,AT/MT,1}$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica injetada na rede de distribuição em AT/MT, em percentagem	Art.º 85.º
$VCE_{URD,AT/MT,1}$	2 105	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes em AT/MT, em Euros por cliente	Art.º 85.º
$X_{VCE,AT/MT,1}$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes em AT/MT, em percentagem	Art.º 85.º
$FCE_{URD,BT,1}$	75 310	Componente fixa dos proveitos do Uso da Rede de Distribuição, em BT, em milhares de euros	Art.º 85.º
$X_{FCE,BT,1}$	3,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em percentagem	Art.º 85.º
$VCE_{URD,BT,1}$	0,004023	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em BT, em Euros por kWh	Art.º 85.º
$X_{VCE,BT,1}$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em BT, em percentagem	Art.º 85.º
$VCE_{URD,BT,1}$	n.a	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica injetada na rede de distribuição em BT, em Euros por kWh	Art.º 85.º
$X_{VCE,BT,1}$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica injetada na rede de distribuição em BT, em percentagem	Art.º 85.º

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014**

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$VCE_{URD,BT,1}$	12	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes em BT, em Euros por cliente	Art.º 85.º
$X_{VCE,BT,1}$	3,5%	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes em BT, em percentagem	Art.º 85.º
$\Gamma_{URD,RC,1}$	9,5%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, calculados no âmbito da rede convencional, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, fixada para 2012, em percentagem	Art.º 85.º
$\Gamma_{URD,RI,1}$	11,0%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, calculados no âmbito da rede inteligente, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, fixada para 2012, em percentagem	Art.º 85.º
$\Gamma_{CVPRE,1}^{CR}$	9,5%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, fixada para 2012, em percentagem	Art.º 87.º
$\Gamma_{CVVEE,1}^{CR}$	9,5%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, fixada para 2012, em percentagem	Art.º 88.º
$F_{C,NT,1}$	97	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 90.º
$X_{C,F,NT,1}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 90.º
$V_{C,NT,1}$	11,442	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em Euros por consumidor	Art.º 90.º
$X_{C,V,NT,1}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em percentagem	Art.º 90.º
$V_{C,NT,1}$	3,714	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número de processos de atendimento em NT, em Euros por consumidor	Art.º 90.º
$X_{C,V,NT,1}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número de processos de atendimento em NT, em percentagem	Art.º 90.º
$F_{C,BTE,1}$	111	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTE, em milhares de euros	Art.º 90.º
$X_{C,F,BTE,1}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 90.º
$V_{C,BTE,1}$	6,586	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em Euros por consumidor	Art.º 90.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{C,v,BTE,1}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em percentagem	Art.º 90.º
$V_{C,BTE,1}$	3,714	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número de processos de atendimento em BTE, em Euros por consumidor	Art.º 90.º
$X_{C,v,BTE,1}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número de processos de atendimento em BTE, em percentagem	Art.º 90.º
$F_{C,BT,1}$	36 269	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BT, em milhares de euros	Art.º 90.
$X_{C,F,BT,1}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BT, em percentagem	Art.º 90.
$V_{C,BT,1}$	3,708	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BT, em Euros por consumidor	Art.º 90.
$X_{C,v,BT,1}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BT, em percentagem	Art.º 90.
$V_{C,BT,1}$	3,714	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número de processos de atendimento em BT, em Euros por consumidor	Art.º 90.
$X_{C,v,BT,1}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número de processos de atendimento em BT, em percentagem	Art.º 90.
$r_{c,r}$	9,5%	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 atividades do comercializador de último recurso, em percentagem	Art.º 90.
δ_{t-1}	2,5	<i>Spread</i> de 2011, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	
r_1^{AGS}	9,00%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 93.º
FC_1^{AGS}	15 557	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 93.º
X_{FC}^{AGS}	2,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 93.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
r_1^{AD}	9,50%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 95.º
$FC_{AT/MT,1}^{AD}$	2 662	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 95.º
$FC_{AT/MT,1}^{AD}$	5 324	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 95.º
$VC_{ef,AT/MT,1}^{AD}$	0,0045	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em AT/MT, em euros por KWh	Art.º 95.º
$VC_{ef,BT,1}^{AD}$	0,0053	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em AT/MT, em euros por KWh	Art.º 95.º
$VC_{nc,AT/MT,1}^{AD}$	1,9387	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 95.º
$VC_{nc,BT,1}^{AD}$	0,0218	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 95.º
$X_{FC,AT/MT,BT}^{AD}$	2,48%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 95.º
$X_{VC_{ef,nc,AT/MT,BT}}^{AD}$	2,48%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 95.º
r_1^{AC}	9,50%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, fixada para o período de regulação, no ano t, em percentagem	Art.º 96.º
$C_{NAD,MT,1}^{AC}$	311	Custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, em MT, em milhares de euros	Art.º 96.º
$C_{NAD,BT,1}^{AC}$	5 743	Custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, em BT, em milhares de euros	Art.º 96.º
r_1^{MAGS}	9,00%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 100.º
FC_1^{MAGS}	13 785	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 100.º

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{FC}^{M^{AGS}}$	2,50%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 100.º
$r_1^{M^D}$	9,50%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 101.º
$FC_{AT/MT,1}^{M^D}$	2 469	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 102.º
$FC_{BT,1}^{M^D}$	7 116	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 102.º
$VC_{EFAT/MT,1}^{M^D}$	0,00684	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em AT/MT, em euros por KWh	Art.º 102.º
$VC_{EFBT,1}^{M^D}$	0,00528	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em BT, em euros por KWh	Art.º 102.º
$VC_{NCAT/MT,1}^{M^D}$	4,94884	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 102.º
$VC_{NCBT,t}^{M^D}$	0,02586	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 102.º
$X_{FC, AT/MT e BT}^{M^D}$	5,00%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT e BT, em percentagem	Art.º 102.º
$X_{VC_{EF e NC, AT/MT e BT}}^{M^D}$	5,00%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT e BT, em percentagem	Art.º 102.º
$r_1^{M^C}$	9,50%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, fixada para o período de regulação, em percentagem	Art.º 103.º
$C_{NADMT,1}^{M^C}$	419	Custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, em MT, em milhares de euros	Art.º 103.º
$C_{NADBT,1}^{M^C}$	3 774	Custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, em BT, em milhares de euros	Art.º 103.º
$X_{NADMT e BT}^{M^C}$	0%	Parâmetro associado aos custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, em MT e BT, em percentagem	Art.º 103.º

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Parâmetros para a definição das tarifas

5.2 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA REN

5.2.1 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 5-1 - 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 2012		
	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	188 329	188 329	376 658	345 825	345 825	691 651	534 154	534 154	1 068 308
Fevereiro	188 329	188 329	376 658	345 825	345 825	691 651	534 154	534 154	1 068 308
Março	188 329	188 329	376 658	345 825	345 825	691 651	534 154	534 154	1 068 308
Abril	188 329	188 329	376 658	345 825	345 825	691 651	534 154	534 154	1 068 308
Maio	188 329	188 329	376 658	345 825	345 825	691 651	534 154	534 154	1 068 308
Junho	188 329	188 329	376 658	345 825	345 825	691 651	534 154	534 154	1 068 308
Julho	188 329	188 329	376 658	345 825	345 825	691 651	534 154	534 154	1 068 308
Agosto	188 329	188 329	376 658	345 825	345 825	691 651	534 154	534 154	1 068 308
Setembro	188 329	188 329	376 658	345 825	345 825	691 651	534 154	534 154	1 068 308
Outubro	188 329	188 329	376 658	345 825	345 825	691 651	534 154	534 154	1 068 308
Novembro	188 329	188 329	376 658	345 825	345 825	691 651	534 154	534 154	1 068 308
Dezembro	188 329	188 329	376 658	345 825	345 825	691 651	534 154	534 154	1 068 308
Total	2 259 947	2 259 947	4 519 894	4 149 904	4 149 904	8 299 807	6 409 850	6 409 850	12 819 701

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores em 2012 totalizam € 99 299 964²¹.

²¹ Este valor deve ser transferido da REN para a EDA, em duodécimos

Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2012
Janeiro	8 274 997
Fevereiro	8 274 997
Março	8 274 997
Abril	8 274 997
Maiο	8 274 997
Junho	8 274 997
Julho	8 274 997
Agosto	8 274 997
Setembro	8 274 997
Outubro	8 274 997
Novembro	8 274 997
Dezembro	8 274 997
Total	99 299 964

5.2.2 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 ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-3 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos

	Renda do crédito cedido referente a 2006			Renda do crédito cedido referente a 2007			Valor mensal a entregar em 2012		
	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	68 851	68 851	137 702	228 769	228 769	457 539	297 620	297 620	595 241
Fevereiro	68 851	68 851	137 702	228 769	228 769	457 539	297 620	297 620	595 241
Março	68 851	68 851	137 702	228 769	228 769	457 539	297 620	297 620	595 241
Abril	68 851	68 851	137 702	228 769	228 769	457 539	297 620	297 620	595 241
Maió	68 851	68 851	137 702	228 769	228 769	457 539	297 620	297 620	595 241
Junho	68 851	68 851	137 702	228 769	228 769	457 539	297 620	297 620	595 241
Julho	68 851	68 851	137 702	228 769	228 769	457 539	297 620	297 620	595 241
Agosto	68 851	68 851	137 702	228 769	228 769	457 539	297 620	297 620	595 241
Setembro	68 851	68 851	137 702	228 769	228 769	457 539	297 620	297 620	595 241
Outubro	68 851	68 851	137 702	228 769	228 769	457 539	297 620	297 620	595 241
Novembro	68 851	68 851	137 702	228 769	228 769	457 539	297 620	297 620	595 241
Dezembro	68 851	68 851	137 702	228 769	228 769	457 539	297 620	297 620	595 241
Total	826 211	826 211	1 652 422	2 745 233	2 745 233	5 490 466	3 571 444	3 571 444	7 142 887

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira em 2012 totalizam € 84 129 200²².

²² Este valor deve ser transferido da REN para a EEM, em duodécimos

Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2012
Janeiro	7 010 767
Fevereiro	7 010 767
Março	7 010 767
Abril	7 010 767
Maio	7 010 767
Junho	7 010 767
Julho	7 010 767
Agosto	7 010 767
Setembro	7 010 767
Outubro	7 010 767
Novembro	7 010 767
Dezembro	7 010 767
Total	84 129 200

5.2.3 TRANSFERÊNCIAS PARA OS CENTROS ELECTROPRODUTORES

De seguida apresentam-se os valores previstos transferir pelo operador da rede de transporte no âmbito da garantia de potência e da tarifa social.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-5 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência e à tarifa social

Unidade: EUR		Unidade: EUR			
Centrais com incentivo ao investimento		Tarifa Social			
		Centrais com Incentivo		Centrais com CMEC/CAE	
EDP Produção	45 429 200	EDP Produção	1 227 043	EDP Produção⁽¹⁾	3 386 677
Janeiro	3 785 767	Janeiro	102 254	Janeiro	282 223
Fevereiro	3 785 767	Fevereiro	102 254	Fevereiro	282 223
Março	3 785 767	Março	102 254	Março	282 223
Abril	3 785 767	Abril	102 254	Abril	282 223
Maio	3 785 767	Maio	102 254	Maio	282 223
Junho	3 785 767	Junho	102 254	Junho	282 223
Julho	3 785 767	Julho	102 254	Julho	282 223
Agosto	3 785 767	Agosto	102 254	Agosto	282 223
Setembro	3 785 767	Setembro	102 254	Setembro	282 223
Outubro	3 785 767	Outubro	102 254	Outubro	282 223
Novembro	3 785 767	Novembro	102 254	Novembro	282 223
Dezembro	3 785 767	Dezembro	102 254	Dezembro	282 223
Endesa	14 997 205	Endesa	405 075	EDP Produção (Iberdrola)	194 472
Janeiro	1 249 767	Janeiro	33 756	Janeiro	16 206
Fevereiro	1 249 767	Fevereiro	33 756	Fevereiro	16 206
Março	1 249 767	Março	33 756	Março	16 206
Abril	1 249 767	Abril	33 756	Abril	16 206
Maio	1 249 767	Maio	33 756	Maio	16 206
Junho	1 249 767	Junho	33 756	Junho	16 206
Julho	1 249 767	Julho	33 756	Julho	16 206
Agosto	1 249 767	Agosto	33 756	Agosto	16 206
Setembro	1 249 767	Setembro	33 756	Setembro	16 206
Outubro	1 249 767	Outubro	33 756	Outubro	16 206
Novembro	1 249 767	Novembro	33 756	Novembro	16 206
Dezembro	1 249 767	Dezembro	33 756	Dezembro	16 206
Total Incentivo Investimento	60 426 405			Turbogás	534 798
				Janeiro	44 567
				Fevereiro	44 567
				Março	44 567
				Abril	44 567
				Maio	44 567
				Junho	44 567
				Julho	44 567
				Agosto	44 567
				Setembro	44 567
				Outubro	44 567
				Novembro	44 567
				Dezembro	44 567
				Tejo Energia	315 477
				Janeiro	26 290
				Fevereiro	26 290
				Março	26 290
				Abril	26 290
				Maio	26 290
				Junho	26 290
				Julho	26 290
				Agosto	26 290
				Setembro	26 290
				Outubro	26 290
				Novembro	26 290
				Dezembro	26 290
				Total Tarifa Social	6 063 542

Nota: Os valores efectivos a transferir para cada centro electroprodutor deve estar de acordo com os ofícios da DGEG.

Nota: ⁽¹⁾ Exclui as centrais do Barreiro e do Carregado descomissionadas em 2009 e 2010, respetivamente.

No caso das centrais com CMEC a responsabilidade de pagamento é da entidade titular e não da entidade gestora.

5.3 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA EDP DISTRIBUIÇÃO

Dando cumprimento ao estabelecido no Regulamento das Relações Comerciais definem-se os montantes mensais a transferir pelo operador da rede de distribuição em AT e MT ao comercializador de último recurso referente ao diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores em regime especial e os custos com a aplicação da tarifa social.

Quadro 5-6 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal

Unidade: EUR

	Diferencial de custo com a aquisição à PRE		Diferencial extinção tarifas	Sustentabilidade mercados	Sobreproveito	Total	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
	Sobrecustos de 2012	Acerto taxa juros reclassificação da coogeração FER						
Janeiro	22 845 978	107 899	83 639	29 192 254	-437 397	51 792 372	-56 505	51 735 867
Fevereiro	22 845 978	107 899	83 639	29 192 254	-437 397	51 792 372	-56 505	51 735 867
Março	22 845 978	107 899	83 639	29 192 254	-437 397	51 792 372	-56 505	51 735 867
Abril	22 845 978	107 899	83 639	29 192 254	-437 397	51 792 372	-56 505	51 735 867
Mai	22 845 978	107 899	83 639	29 192 254	-437 397	51 792 372	-56 505	51 735 867
Junho	22 845 978	107 899	83 639	29 192 254	-437 397	51 792 372	-56 505	51 735 867
Julho	22 845 978	107 899	83 639	29 192 254	-437 397	51 792 372	-56 505	51 735 867
Agosto	22 845 978	107 899	83 639	29 192 254	-437 397	51 792 372	-56 505	51 735 867
Setembro	22 845 978	107 899	83 639	29 192 254	-437 397	51 792 372	-56 505	51 735 867
Outubro	22 845 978	107 899	83 639	29 192 254	-437 397	51 792 372	-56 505	51 735 867
Novembro	22 845 978	107 899	83 639	29 192 254	-437 397	51 792 372	-56 505	51 735 867
Dezembro	22 845 978	107 899	83 639	29 192 254	-437 397	51 792 372	-56 505	51 735 867
Total	274 151 738	1 294 791	1 003 664	350 307 042	-5 248 770	621 508 466	-678 062	620 830 404

Apresentam-se nos quadros seguintes os valores a transferir pelo operador da rede de distribuição às entidades cessionárias dos seguintes créditos:

- 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
- Ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de aquisição de energia elétrica relativos aos anos de 2007 e 2008.
- Ajustamentos positivos referentes a custos de medidas de política energética respeitantes a sobrecustos de produção de energia em regime especial estimados para o ano de 2009.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Parâmetros para a definição das tarifas

**Quadro 5-7 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português, 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 2012	
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português
Janeiro	613 112	613 112	1 226 224	232 703	232 703	465 407	845 815	845 815
Fevereiro	613 112	613 112	1 226 224	232 703	232 703	465 407	845 815	845 815
Março	613 112	613 112	1 226 224	232 703	232 703	465 407	845 815	845 815
Abril	613 112	613 112	1 226 224	232 703	232 703	465 407	845 815	845 815
Maio	613 112	613 112	1 226 224	232 703	232 703	465 407	845 815	845 815
Junho	613 112	613 112	1 226 224	232 703	232 703	465 407	845 815	845 815
Julho	613 112	613 112	1 226 224	232 703	232 703	465 407	845 815	845 815
Agosto	613 112	613 112	1 226 224	232 703	232 703	465 407	845 815	845 815
Setembro	613 112	613 112	1 226 224	232 703	232 703	465 407	845 815	845 815
Outubro	613 112	613 112	1 226 224	232 703	232 703	465 407	845 815	845 815
Novembro	613 112	613 112	1 226 224	232 703	232 703	465 407	845 815	845 815
Dezembro	613 112	613 112	1 226 224	232 703	232 703	465 407	845 815	845 815
Total	7 357 344	7 357 344	14 714 688	2 792 440	2 792 440	5 584 879	10 149 784	10 149 784

**Quadro 5-8 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos
positivos referentes a custos decorrentes da atividade de Aquisição de Energia Elétrica relativos
aos anos de 2007 e de 2008**

Unidade: EUR

Renda anual	
Janeiro	9 181 198
Fevereiro	9 181 198
Março	9 181 198
Abril	9 181 198
Maio	9 181 198
Junho	9 181 198
Julho	9 181 198
Agosto	9 181 198
Setembro	9 181 198
Outubro	9 181 198
Novembro	9 181 198
Dezembro	9 181 198
Total	110 174 372

**Quadro 5-9 - Transferências da EDP Distribuição para a Tagus referente aos ajustamentos
positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009**

Unidade: EUR

	Renda do sobrecusto da PRE em 2009
Janeiro	3 220 474
Fevereiro	3 220 474
Março	3 220 474
Abril	3 220 474
Mai	3 220 474
Junho	3 220 474
Julho	3 220 474
Agosto	3 220 474
Setembro	3 220 474
Outubro	3 220 474
Novembro	3 220 474
Dezembro	3 220 474
Total	38 645 694

Quadro 5-10 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português referente à reposição gradual do montante diferido da reclassificação do sobrecusto da cogeração FER nos anos de 2009 a 2011

Unidade: EUR

Reclassificação da cogeração FER	
2012	
Janeiro	6 673 997
Fevereiro	6 673 997
Março	6 673 997
Abril	6 673 997
Maio	6 673 997
Junho	6 673 997
Julho	6 673 997
Agosto	6 673 997
Setembro	6 673 997
Outubro	6 673 997
Novembro	6 673 997
Dezembro	6 673 997
Total	80 087 964

Quadro 5-11 - Transferências da EDP Distribuição para a REN referente ao diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC de 2010

Unidade: EUR

Diferimento CMEC	
2012	
Janeiro	47 160 031
Fevereiro	47 160 031
Março	47 160 031
Total	141 480 094

Nota: As transferências para os centros electroprodutores devem ocorrer de acordo com a aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Parâmetros para a definição das tarifas

5.4 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

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 2012.

Identifica-se ainda o montante de dívida gerada com a aplicação de medidas excecionais, ao abrigo do n.º 7 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, no estabelecimento de tarifas para 2009.

Quadro 5-12 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 31/12/2011	Juros 2012	Amortização 2012	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2012	Saldo em dívida em 31/12/2012
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
EDA (BCP e CGD)	71 695	1 468	11 352	12 820	60 343
Convergência tarifária de 2006	25 278	517	4 002	4 520	21 275
Convergência tarifária de 2007	46 417	950	7 350	8 300	39 068
EEM (BCP e CGD)	39 947	818	6 325	7 143	33 622
Convergência tarifária de 2006	9 241	189	1 463	1 652	7 778
Convergência tarifária de 2007	30 706	629	4 862	5 490	25 844
EDP Serviço Universal	1 647 071	55 274	113 168	168 442	1 533 903
BCP e CGD	113 526	2 324	17 976	20 300	95 551
Défice de BT de 2006	82 293	1 685	13 030	14 715	69 263
Continente	79 083	1 619	12 522	14 141	66 561
Regiões Autónomas	3 209	66	508	574	2 701
Défice de BTn de 2007	31 234	639	4 946	5 585	26 288
Continente	30 014	614	4 752	5 367	25 262
Regiões Autónomas	1 220	25	193	218	1 027
Tagus, SA	1 533 544	53 628	95 192	148 820	1 438 352
Desvíos de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	1 135 312	39 702	70 473	110 174	1 064 840
Sobrecusto da PRE 2009	398 232	13 926	24 720	38 646	373 512
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-678	0	-678	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-678	0	-678	0
Total	1 758 712	57 559	130 845	188 404	1 627 867

5.5 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2010 E 2011

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 2010 e 2011 e respetivos juros.

Quadro 5-13 - Valor dos ajustamentos de 2010 e 2011 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2012	Ajustamento dos proveitos relativos a 2010	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2010	Ajustamento provisório calculado em 2010 e incluído nas tarifas de 2011	Juros do ajustamento provisório calculado em 2010 e incluído nas tarifas de 2011	Ajustamento do ano de 2010 a recuperar(-) a devolver (+) em 2012	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2011	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2011	Ajustamento provisório do ano de 2011 a recuperar(-) a devolver (+) em 2012	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2012
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₀) ^t x (1+i ₂₀₁₁) ^{t-1}]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₁) ^{t-1}]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+i ₂₀₁₁) ^{t-1}]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-43 307	-2 908	-63 945	-2 562	20 293	13 666	548	14 214	34 507
Proveitos permitidos à REN Trading	-43 307	-2 908	-63 945	-2 562	20 293	13 666	548	14 214	34 507

Quadro 5-14 - Valor dos ajustamentos de 2010 incluídos nos proveitos permitidos da REN

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2012	Ajustamento dos proveitos relativos a 2010	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2010	Ajustamento provisório calculado em 2010 e incluído nas tarifas de 2011	Juros do ajustamento provisório calculado em 2010 e incluído nas tarifas de 2011	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2012
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₀) ^t x (1+i ₂₀₁₁) ^{t-1}]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₁) ^{t-1}]	(5)	(6) = (1)+(2)-(3)-(4)-(5)
Gestão Global do Sistema (GGS)	66 347	4 455	9 919	397		60 486
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	30 559	2 052			279	32 332
Proveitos permitidos à REN	96 907	6 507	9 919	397	279	92 818

Quadro 5-15 - Valor dos ajustamentos de 2010 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2012	Ajustamento dos proveitos relativos a 2010	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2010	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2012
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₀)x (1+i ₂₀₁₁)-1]	(3)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	12 942	869	13 811
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	50 368	3 382	53 750
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	63 310	4 251	67 561

Quadro 5-16 - Valor dos ajustamentos de 2010 e 2011 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2012	Ajustamento dos proveitos relativos a 2010	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2010	Ajustamento provisório calculado em 2010 e incluído nas tarifas de 2011	Juros do ajustamento provisório calculado em 2010 e incluído nas tarifas de 2011	Ajustamento do ano de 2010 a recuperar(-) a devolver (+) em 2012	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2011	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2011	Ajustamento provisório do ano de 2011 a recuperar(-) a devolver (+) em 2012	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2012
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₀)x (1+i ₂₀₁₁)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₁)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(5)+(6) x (1+i ₂₀₁₁)-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica	-264 462	-17 757	81 594	3 269	-367 083	-256 342	-10 271	-266 613	-633 696
Sobrecusto da PRE	-458 496	-30 786	-301 832	-12 094	-175 355	-103 872	-4 162	-108 034	-283 389
CVEE	224 584	15 080	383 426	15 364	-159 127	-152 470	-6 109	-158 579	-317 706
Ajustamento da aditividade tarifária	-30 550	-2 051			-32 601				-32 601
Compra e venda do acesso a rede de transporte e distribuição (CVATD)									
Comercialização (C)	2 451	165			2 616				2 616
Proveitos permitidos à EDP SU	-262 011	-17 593	81 594	3 269	-364 467	-256 342	-10 271	-266 613	-631 080

Quadro 5-17 - Valor dos ajustamentos de 2010 incluídos nos proveitos permitidos de 2012 da EDA

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2010	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2010	Reposição do desvio de quantidades	Juros da reposição do desvio de quantidades	Total dos ajustamentos a recuperar (-) a devolver (+) em 2012
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(1)+(2)-(3)-(4)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-8 258	-551	0	0	-8 809
Distribuição de Energia Elétrica	1 530	-970	1 105	80	-625
Comercialização de Energia Elétrica	-210	-15	0	0	-225
EDA	-6 938	-1 536	1 105	80	-9 659

Quadro 5-18 - Valor dos ajustamentos de 2010 incluídos nos proveitos permitidos de 2012 da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2010	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2010	Reposição do desvio de quantidades	Juros da reposição do desvio de quantidades	Total dos ajustamentos a recuperar (-) a devolver (+) em 2012
	(1)	(2)	(1)	(2)	(3)=(1)+(2)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-10 311	-745	0	0	-11 057
Distribuição de Energia Elétrica	2 131	154	2 277	165	-157
Comercialização de Energia Elétrica	-71	-5	0	0	-76
EEM	-8 251	-596	2 277	165	-11 290

6 PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

6.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

6.1.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 168.º, 220.º, 118.º e 67.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), preveem, respetivamente, a fixação anual dos seguintes valores:

- Preços de leitura extraordinária.
- Quantia mínima a pagar em caso de mora.
- Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais.
- Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

O serviço regulado relativo à ativação do fornecimento de energia elétrica a instalações eventuais (ex.: feiras, circos e outros eventos com duração limitada) foi previsto pela primeira vez na revisão do RRC ocorrida em agosto de 2011. Esta alteração regulamentar foi justificada pelo elevado número de solicitações para a prestação deste serviço e pelo facto deste ser prestado exclusivamente pelos operadores das redes de distribuição.

O RRC estabelece que os preços dos serviços regulados são aprovados pela ERSE na sequência de propostas fundamentadas apresentadas à ERSE pelos operadores de redes ou comercializadores de último recurso.

6.1.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

6.1.2.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

EDP DISTRIBUIÇÃO

Os valores propostos pela EDP Distribuição para os preços da leitura extraordinária para 2012 são os indicados no Quadro 6-1. Estes preços correspondem a 50% dos custos, justificando a EDP Distribuição a partilha destes custos com o cliente pelo facto da realização de leituras reais ser do interesse do operador da rede de distribuição. De referir ainda que os custos da empresa correspondem aos preços contratados com os prestadores de serviços (concurso de empreitada contínua), acrescidos de encargos administrativos e de estrutura da EDP Distribuição, com o valor de 20%.

Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2011	Preços propostos pela EDP D para 2012	Variação ¹ (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	20,73	21,67	4,5
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	28,17	29,48	4,7
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	28,17	29,48	4,7
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,99	7,65	53,3
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,38	29,48	31,7
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	28,17	29,48	4,7

Aos valores indicados no Quadro 6-1 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 8157 leituras extraordinárias a clientes em BTN durante o ano de 2010 e 5623 durante o 1.º semestre de 2011, das quais foram faturadas aos clientes respetivamente 38 e 13. O valor global faturado em 2010 a clientes em BTN ascendeu a 1862 euros.

A EDP Distribuição justifica a discrepância entre o número de leituras extraordinárias realizado e o valor faturado com o facto de só algumas das leituras extraordinárias terem sido efetuadas 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 preço publicado para a realização da leitura extraordinária.

Conforme anteriormente referido, as leituras extraordinárias de instalações de clientes em MT (sem telecontagem), BTE e BTN são, em regra, efetuadas por empreiteiros contratados. Os valores negociados para vigorarem no ano de 2012, a que acrescem 20% relativos aos custos administrativos e de estrutura, são os indicados no Quadro 6-2.

²³ No presente capítulo a variação percentual entre os preços em vigor em 2011 e os preços propostos para 2012 é calculada da seguinte forma: $[P_{2012}/P_{2011}-1] \times 100$, em que P_{2011} é o preço no ano 2011 e P_{2012} é o preço proposto para 2012.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Preços de serviços regulados

Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2012

Unidade: EUR

Cliente	Leitura Extraordinária	Tarefa (Prestadores de serviços)	Custos Administrativos	Custo Total
MT/BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	36,11	7,22	43,33
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	49,14	9,83	58,97
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	49,14	9,83	58,97
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	12,75	2,55	15,30
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	49,14	9,83	58,97
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	49,14	9,83	58,97

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

Os preços propostos pela EDA, na sequência de uma análise conjunta com a EEM, constam do Quadro 6-3. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os custos reais indicados pela EDA para 2012.

Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDA

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2011	Preços propostos pela EDA para 2012	Varição (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,60	10,00	51,5
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	25,60	20,00	-21,9
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	31,63	25,00	-21,0
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	4,89	10,00	104,5
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,88	20,00	-8,6
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,90	25,00	-10,4

Aos valores indicados no Quadro 6-3 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

Os preços propostos pela EEM, na sequência de uma análise conjunta com a EDA, para os preços de realização de leituras extraordinárias em 2012 são os constantes do Quadro 6-4. Neste quadro é

igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos para 2012.

Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EEM

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2011	Preços propostos pela EEM para 2012	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,54	10,00	52,9
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	18,07	20,00	10,7
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,55	25,00	-2,2
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,54	10,00	52,9
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	18,07	20,00	10,7
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,55	25,00	-2,2

Aos valores indicados no Quadro 6-4 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.2.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Após a realização de uma análise conjunta efetuada pela EDA, EDP Serviço Universal e EEM aos custos provocados pelo atraso no pagamento das faturas, as três empresas propuseram para 2012 a manutenção dos valores da quantia mínima que vigoram em Portugal continental desde 1999, data da sua primeira publicação pela ERSE.

Os valores propostos constam do Quadro 6-5.

Quadro 6-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta conjunta da EDP Serviço Universal, da EDA e da EEM

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2011	Preços propostos pela EDP Serviço Universal, EDA e EEM para 2012	Variação (%)
Até 8 dias	1,25	1,25	0,0
Mais de 8 dias	1,85	1,85	0,0

6.1.2.3 PREÇOS DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO A INSTALAÇÕES EVENTUAIS

A EDA, a EDP Distribuição e a EEM apresentaram à ERSE uma proposta conjunta para a prestação do serviço relativo à ativação do fornecimento a instalações eventuais (ex.: feiras, circos e outros eventos com duração limitada) que considera dois preços distintos, um preço para ativação de ligações de instalações em BTE e outro para as instalações em BTN.

Os valores propostos constam do Quadro 6-6.

Quadro 6-6 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta conjunta da EDP Distribuição, da EDA e da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preço proposto 2012
BTE	Ativação de instalações eventuais	100,00
BTN		45,00

Os preços propostos consideram a mão-de-obra, materiais e equipamentos utilizados em cada uma das situações. Para além da ativação do fornecimento, os preços incluem o levantamento dos materiais e equipamentos instalados (desligação da instalação eventual), tarefa frequentemente realizada durante o fim-de-semana.

6.1.2.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

REN – REDE ELÉCTRICA NACIONAL

A REN apresentou à ERSE propostas de preços para as seguintes situações:

- Clientes abastecidos por linha dedicada – nestas situações, os preços propostos dizem respeito às operações de abertura do disjuntor e dos seccionadores do painel da subestação que alimenta a linha.
- Outras situações que obriguem a operações especiais, designadamente para instalações alimentadas em “T” – nestas situações haverá necessidade de proceder a trabalhos de campo que envolvem o recurso a meios humanos e equipamentos que representam custos significativos.

Os valores propostos pela REN para vigorarem em 2012 constam do Quadro 6-7. Recorde-se que estes valores não sofriam alterações desde 1999, data da sua primeira publicação pela ERSE.

Quadro 6-7 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta REN

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2011	Preços propostos pela REN para 2012	Variação (%)
MAT	Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo:			
	Interrupção	120,33	264,00	119,4
	Restabelecimento	120,33	264,00	119,4
	Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação):			
	Interrupção	826,31	1875,00	126,9
	Restabelecimento	826,31	1875,00	126,9

EDP DISTRIBUIÇÃO

Os valores dos preços de serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica propostos pela EDP Distribuição são apresentados no Quadro 6-8. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos para 2012.

A EDP Distribuição refere que as tarefas de interrupção e restabelecimento do fornecimento são, na generalidade dos casos, realizadas por prestadores de serviços, embora em situações pontuais e excepcionais possam ser realizadas por equipas próprias, nomeadamente para clientes em MT e AT.

Os preços propostos resultam do preço das tarefas contratadas a prestadores de serviços (concurso de empreitada contínua), acrescidos de encargos administrativos e de estrutura que representam 20% dos serviços contratados.

Em resultado da atualização dos preços para 2012 resultam aumentos de 4,5% para a quase totalidade dos serviços, com exceção do adicional para reposição urgente do fornecimento (4,7%) e do adicional para a operação de enfiamento/desenfiamento de derivação (9,8%). Refira-se que este último preço ocorre na sequência de tentativas ilegais de religação da instalação após interrupção do fornecimento por motivo imputável ao cliente.

A EDP Distribuição justifica os aumentos de preços propostos com a atualização dos preços contratados com os prestadores de serviços (contrato de Empreitada Contínua celebrado em 2010). A EDP Distribuição refere que o contrato celebrado em 2010 prevê um conjunto de preços de referência que são atualizados anualmente com base numa metodologia de revisão de preços que consta do próprio contrato. A atualização de preços é efetuada em base anual, no mês de agosto, analisando-se a sua evolução face ao ano anterior. Os preços propostos para 2012 refletem as variações verificadas no índice de preços no consumidor e as variações nos preços dos materiais e combustíveis.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Preços de serviços regulados

Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDP Distribuição

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2011	Preços propostos pela EDP D para 2012	Variação (%)
AT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	83,03	86,80	4,5
	Restabelecimento	83,03	86,80	4,5
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	726,77	759,83	4,5
	Restabelecimento	726,77	759,83	4,5
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	56,13	58,68	4,5
	Restabelecimento	97,39	101,82	4,5
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	229,63	240,08	4,6
	Restabelecimento	229,63	240,08	4,6
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	10,86	11,36	4,6
	Restabelecimento	10,86	11,36	4,6
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	12,13	12,68	4,5
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	30,61	32,01	4,6
	Restabelecimento	30,61	32,01	4,6
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	52,77	55,17	4,5
	Restabelecimento	52,77	55,17	4,5
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	45,48	47,61	4,7	
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	10,86	11,36	4,6
	Restabelecimento	10,86	11,36	4,6
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	11,55	12,68	9,8
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	13,04	13,63	4,5
	Restabelecimento	13,04	13,63	4,5
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	52,77	55,17	4,5
	Restabelecimento	52,77	55,17	4,5
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	19,71	47,61	141,6

Aos valores indicados no Quadro 6-8 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

O Quadro 6-9 apresenta os valores propostos pela EDA para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica. Esta proposta de preços foi elaborada conjuntamente com a EEM na sequência de uma análise dos custos de prestação dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica nas Regiões Autónomas.

Quadro 6-9 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDA

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2011 na RAA	Preços propostos pela EDA para 2012	Variação (%)
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	51,84	60,00	15,7
	Restabelecimento	51,84	60,00	15,7
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	458,46	200,00	-56,4
	Restabelecimento	458,46	200,00	-56,4
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	14,53	15,00	3,2
	Restabelecimento	14,53	15,00	3,2
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>			
	Interrupção	26,70	25,00	-6,4
	Restabelecimento	26,70	25,00	-6,4
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>			
	Interrupção	26,70	30,00	12,4
	Restabelecimento	26,70	30,00	12,4
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	53,40	60,00	12,4
	Restabelecimento	53,40	60,00	12,4
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica			
Clientes em BTE	21,56	22,00	2,0	
Clientes em BTN	19,75	22,00	11,4	

Aos valores indicados no Quadro 6-9 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

Os valores propostos pela EEM são os constantes do Quadro 6-10. Conforme anteriormente referido, esta proposta de preços foi elaborada conjuntamente com a EDA na sequência de uma análise dos custos de prestação dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica nas Regiões Autónomas.

Quadro 6-10 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EEM

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2011 na RAM	Preços propostos pela EEM para 2012	Variação (%)
AT e MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	25,07	60,00	139,3
	Restabelecimento	25,07	60,00	139,3
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	96,70	200,00	106,8
	Restabelecimento	96,70	200,00	106,8
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	10,59	15,00	41,6
	Restabelecimento	10,59	15,00	41,6
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>BTN - Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	23,78	25,00	5,1
	Restabelecimento	23,78	25,00	5,1
	<i>BTE - Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	23,78	30,00	26,2
	Restabelecimento	23,78	30,00	26,2
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	68,78	75,00	9,0
	Restabelecimento	68,78	75,00	9,0
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica			
Clientes em BTE	21,56	22,00	2,0	
Clientes em BTN	19,71	22,00	11,6	

Aos indicados no Quadro 6-10 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.3 PREÇOS PARA VIGORAREM EM 2012

Os preços dos serviços regulados previstos no RRC são aprovados pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores de redes e comercializadores de último recurso.

Seguindo a recomendação do Conselho Tarifário constante do seu Parecer ao documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2011”, a ERSE, juntamente com os operadores de redes e comercializadores de último recurso, procedeu a uma análise aprofundada dos pressupostos que têm sido seguidos na fixação dos preços dos serviços regulados e que conduziram às seguintes situações:

- Preços dos serviços regulados abaixo dos respetivos custos. Esta situação conduz a subsidiação cruzadas entre os clientes, com prejuízo para os clientes cumpridores que acabam por suportar parte dos custos que deveriam ser imputados aos clientes incumpridores a quem são aplicados os preços dos serviços regulados.
- Os preços dos serviços regulados apresentam diferenças significativas entre Portugal continental, a Região Autónoma dos Açores e a Região Autónoma da Madeira.

Recorde-se o conteúdo Parecer do Conselho Tarifário sobre esta matéria:

- *“O CT concorda que estas situações justificam uma análise aprofundada e sublinha a pertinência duma reavaliação pela ERSE, durante o primeiro semestre do próximo ano, recomendando que os resultados da mesma já possam ser tidos em conta na próxima fixação de tarifas e preços e de parâmetros regulatórios a ocorrer em 2011.*
- *O CT considera que, no tocante aos serviços, não apenas a ERSE deve definir a melhor tipologia de serviços a prestar como, ainda, os preços fixados devem apresentar uma maior aderência aos custos reais.”*

Dando seguimento à recomendação do Conselho Tarifário, a ERSE iniciou em dezembro de 2010 um trabalho conjunto com as empresas que incluiu as seguintes fases:

- Recolha de informação e análise comparada das metodologias e pressupostos assumidos pelas empresas na preparação das suas propostas para os preços dos serviços regulados.
- Realização de reuniões de trabalho com as empresas para discussão da metodologia seguida no apuramento dos custos de prestação de cada serviço regulado.

Os trabalhos realizados permitiram obter as seguintes conclusões principais:

- Em Portugal continental, os serviços regulados são, na quase totalidade, prestados por empreiteiros contratados pela EDP Distribuição através de concursos designados por “empreitada contínua” que vigoram para vários anos (o último concurso foi realizado em 2010). Assim, os

preços propostos pela EDP Distribuição são baseados nos preços que resultam destes concursos, atualizados anualmente de acordo com fórmulas de revisão de preços que constam do próprio contrato de empreitada contínua.

- Nas Regiões Autónomas, uma parte significativa dos serviços são prestados pelas próprias empresas, verificando-se que em várias ilhas não existem sequer empreiteiros qualificados para executarem os serviços regulados. Verificou-se que a estrutura de custos da EDA e da EEM é semelhante, o que tornou possível uma maior convergência nos preços dos serviços regulados nas Regiões Autónomas.
- O reduzido número de vezes que alguns preços são aplicados, designadamente pela REN e pelas empresas das Regiões Autónomas, levou a que as condições de prestação de alguns serviços não tivessem sido objeto de atualização ou revisão pelas empresas durante vários anos.
- Identificada a necessidade de considerar um novo serviço regulado relativo à ativação do fornecimento a instalações eventuais (eventos com duração limitada). Este serviço, prestado pelos operadores das redes de distribuição, foi incluído na última revisão do RRC.

Da análise das propostas apresentadas pelas empresas para os diferentes preços dos serviços regulados a vigorar em 2012, destaca-se o seguinte:

- Leitura extraordinária – a estrutura de custos de prestação deste serviço é semelhante nas Regiões Autónomas, o que conduziu à apresentação de uma proposta conjunta pela EDA e EEM.
- Quantia mínima a pagar em caso de mora – os cálculos efetuados pela EDA, EEM e EDP Serviço Universal conduziram a resultados que justificam a manutenção dos valores em vigor (1,25 euros para atrasos de pagamento até 8 dias e 1,85 euros para atrasos superiores).
- Ativação do fornecimento a instalações eventuais – para o preço deste novo serviço regulado, a EDA, a EEM e a EDP Distribuição apresentaram uma proposta conjunta para os preços a praticar em todo o território nacional.
- Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - a estrutura de custos de prestação destes serviços é semelhante nas Regiões Autónomas, o que conduziu a apresentação de uma proposta conjunta pela EDA e EEM, verificando-se uma única diferença nos preços relativos às intervenções nas chegadas subterrâneas em baixa tensão.
- A análise efetuada revela a necessidade de aumentar os preços de leitura extraordinária e interrupção/restabelecimento do fornecimento em Portugal continental para que os preços reflitam os custos de prestação dos serviços. Nas Regiões Autónomas, as análises efetuadas, identificaram igualmente algumas situações de redução de preços, sobretudo para os preços que são aplicados raramente.

Os trabalhos desenvolvidos em 2011 serão continuados nos anos seguintes no sentido de incentivar as empresas a implementarem sistemas de recolha de informação que permitam um apuramento rigoroso dos custos de prestação dos serviços regulados.

Tendo em conta os resultados obtidos com os trabalhos desenvolvidos em 2011, bem como o Parecer do Conselho Tarifário, os preços dos serviços regulados previstos no RRC a vigorar em 2012 foram aprovados tendo em conta os seguintes pressupostos:

- Aceitar as propostas de preços das empresas quando estas representem reduções relativamente aos preços em vigor.
- Promover a aderência dos preços aos custos de prestação dos serviços regulados a clientes em BTN de forma gradual, limitando os aumentos dos preços a 5%.
- Aceitar as propostas das empresas para os preços aplicáveis em BTE, MT, AT e MAT, quando estes reflitam os custos e se encontrem devidamente justificados.

Os trabalhos desenvolvidos pelas empresas reguladas e a aplicação dos pressupostos anteriormente referidos permitem alcançar os seguintes objetivos em 2012:

- Os preços aplicáveis a instalações em BTE, MT, AT e MAT refletem os custos da prestação dos serviços.
- Os preços aplicáveis a instalações em BTN que ainda não reflitam totalmente os custos sofrem aumentos que podem atingir os 5% em 2012, de modo a assegurar uma cada vez maior aderência dos preços aos custos de prestação destes serviços. Este caminho será continuado após 2012.
- Uniformização dos preços dos serviços regulados sempre que tal se revelou viável, designadamente entre as duas Regiões Autónomas.

Tendo por base este enquadramento, apresentam-se seguidamente as justificações da ERSE para os preços dos serviços regulados previstos no RRC.

6.1.3.1 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 dificulta 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).

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Preços de serviços regulados

A proposta da EDP Distribuição para os valores dos preços a vigorar em 2012 para a realização de leituras extraordinárias considera que os mesmos devem resultar da repartição do custo real dividido igualmente entre o cliente e o operador da rede de distribuição.

Da proposta da EDP Distribuição constam os valores negociados com os prestadores de serviço para a realização de leituras extraordinárias.

A ERSE reconhece o interesse para o sistema elétrico da realização de leituras extraordinárias, designadamente para prevenir situações de consumo fraudulento, considerando-se indispensável que os operadores das redes ofereçam aos clientes a possibilidade de prestação destes serviços a preços acessíveis e em horários alargados.

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, limitando no entanto o crescimento dos preços de leitura extraordinária no caso dos clientes de BTN a 5%.

Assim, os preços a cobrar em Portugal continental pela realização de leituras extraordinárias dos consumos de energia elétrica, previstos no Artigo 168.º do RRC, são os constantes do Quadro 6-11.

Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2012

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	21,67
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	29,48
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,48
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,24
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	23,50
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,48

Aos valores constantes do Quadro 6-11 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 6-11.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Em resultado dos trabalhos já anteriormente referidos, a EDA e a EEM apresentaram para 2012 uma proposta conjunta para os preços dos serviços de leitura extraordinária.

A análise efetuada aos custos de prestação deste serviço revelou estruturas de custos semelhantes nas duas Regiões Autónomas.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Preços de serviços regulados

Deste modo, os preços propostos pela EDA para vigorarem em 2012 apresentam variações significativas relativamente aos preços atualmente em vigor (aumento significativo para a realização de leituras extraordinárias em dias úteis das 8h às 17h e reduções nos restantes horários de prestação deste serviço).

Seguindo os critérios anteriormente indicados, os preços aprovados pela ERSE para 2012 correspondem aos valores propostos pela EDA, com exceção dos preços aplicáveis aos clientes em BTN, cujo aumento é limitado a 5%. Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAA em 2012 são os constantes do Quadro 6-12.

Quadro 6-12 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2012

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,00
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,00
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,00
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,13
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,00
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,00

Aos valores constantes do Quadro 6-12 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 6-12.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Conforme anteriormente referido, a EEM e a EDA apresentaram para 2012 uma proposta conjunta para os preços dos serviços de leitura extraordinária.

Os preços propostos pela EEM para vigorarem em 2012 apresentam variações significativas relativamente aos preços atualmente em vigor para a realização de leituras extraordinárias em dias úteis das 8h às 22h e uma ligeira redução no preço de prestação do serviço aos sábados, domingos e feriados.

Seguindo os critérios anteriormente indicados, os preços aprovados pela ERSE para 2012 correspondem aos valores propostos pela EEM, com exceção dos preços aplicáveis aos clientes em BTN, cujo aumento

é limitado a 5%. Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAM em 2012 são os constantes do Quadro 6-13.

Quadro 6-13 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2012

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,00
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,00
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,00
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,87
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	18,97
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,00

Aos valores constantes do Quadro 6-13 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 6-13.

6.1.3.2 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 adotados para a RAA e para a RAM. A aprovação destes valores ocorreu após 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 faturas de energia elétrica.

Conforme anteriormente referido, a análise conjunta efetuada pela EDA, EDP Serviço Universal e EEM aos custos provocados pelo atraso no pagamento das faturas, permitiu concluir que os valores em vigor são adequados, não se justificando a sua atualização.

Face ao exposto, os valores de quantia mínima em caso de mora em Portugal continental, na RAA e na RAM não sofrem alterações, correspondendo aos valores que se apresentam do Quadro 6-14.

**Quadro 6-14 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2012 em Portugal
continental, na RAA e na RAM**

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços
Até 8 dias	1,25
Mais de 8 dias	1,85

Os prazos referidos no Quadro 6-14 são prazos contínuos.

6.1.3.3 PREÇOS DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO A INSTALAÇÕES EVENTUAIS

Conforme anteriormente referido, a EDA, a EDP Distribuição e a EEM apresentaram à ERSE uma proposta conjunta para a prestação do serviço relativo à ativação do fornecimento a instalações eventuais (ex.: feiras, circos e outros eventos com duração limitada). As empresas fundamentaram as suas propostas com base nos custos de mão-de-obra, materiais e equipamentos utilizados na prestação deste serviço. Os preços propostos incluem duas deslocações ao local do evento, uma para efetuar a ativação do fornecimento e outra para proceder ao levantamento dos materiais e equipamentos instalados (desligação da instalação eventual).

Considerando adequada a fundamentação apresentada pelas empresas, os preços aprovados para vigorarem em 2012 são os que constam do Quadro 6-15.

Quadro 6-15 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2012

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
BTE	Ativação de instalações eventuais	100,00
BTN		45,00

Aos valores constantes do Quadro 6-15 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.1.3.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM MAT

Após vários anos sem apresentar qualquer proposta de alteração dos preços vigentes, a entidade concessionária da RNT apresentou uma proposta de preços dos serviços de interrupção e

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Preços de serviços regulados

restabelecimento do fornecimento de energia elétrica para vigorarem em 2012. A proposta apresentada limitou-se a proceder à atualização dos valores considerados na proposta apresentada à ERSE para os preços aprovados para vigorarem em 1999.

A REN informou a ERSE que, nos últimos anos, não se verificaram situações que tenham justificado a aplicação destes preços.

Considerando a proposta da REN e os pressupostos anteriormente indicados, os preços aprovados para vigorarem em 2012 são os que constam do Quadro 6-16.

Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT para 2012

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MAT	Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo:	
	Interrupção	264,00
	Restabelecimento	264,00
	Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação):	
	Interrupção	1875,00
	Restabelecimento	1875,00

PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM AT, MT E BT

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica são aplicados aos clientes na sequência de incumprimento das suas obrigações contratuais. A interrupção de fornecimento de energia elétrica 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 conseqüente pagamento destes serviços.

Na sua proposta, a EDP Distribuição refere que as tarefas de interrupção e restabelecimento do fornecimento são, na generalidade dos casos, realizadas por prestadores de serviços. Os preços propostos resultam do contrato de empreitada contínua celebrado em 2010 atualizados com as fórmulas de revisão de preços consideradas no contrato. A estes preços acresce uma percentagem de 20% relativa aos custos de gestão e de estrutura da empresa.

Considerando a proposta da EDP Distribuição e os pressupostos anteriormente indicados, os preços aprovados para vigorarem em 2012 são os que constam do Quadro 6-17. Deste modo, para 2012, resultam as seguintes variações de preços relativamente a 2011:

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Preços de serviços regulados

- Em AT, MT e BTE, os preços observam aumentos de 4,5%, correspondendo à proposta da EDP Distribuição.
- Em BTN, os preços observam aumentos de 4,5%, com exceção do adicional para a operação de enfiamento/desenfiamento de derivação e do adicional para reposição urgente do fornecimento que observam um aumento de 5%. Com exceção deste dois últimos preços, os restantes correspondem à proposta da EDP Distribuição.

Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2012 (AT, MT e BT)

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	86,80
	Restabelecimento	86,80
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	759,83
	Restabelecimento	759,83
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	58,68
	Restabelecimento	101,82
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	240,08
	Restabelecimento	240,08
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	11,36
	Restabelecimento	11,36
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,68
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	32,01
	Restabelecimento	32,01
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	55,17
Restabelecimento	55,17	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	47,61
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	11,36
	Restabelecimento	11,36
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	12,13
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	13,63
	Restabelecimento	13,63
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	55,17
Restabelecimento	55,17	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	20,70

Aos valores constantes do Quadro 6-17 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 efetuado nos seguintes prazos máximos:

- Quatro horas nas Zonas A e B.
- Cinco horas nas Zonas C.

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Em resultado dos trabalhos já anteriormente referidos, a EDA e a EEM apresentaram para 2012 uma proposta conjunta para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

A análise efetuada aos custos de prestação deste serviço revelou estruturas de custos semelhantes nas duas Regiões Autónomas, que permitiu a apresentação de uma proposta de preços única, com exceção dos preços relativos às intervenções ao nível das chegadas subterrâneas.

Considerando a proposta da EDA e os pressupostos anteriormente indicados, os preços aprovados para vigorarem em 2012 são os que constam do Quadro 6-18. Deste modo, para 2012, resultam as seguintes variações de preços relativamente a 2011:

- Em MT verificam-se aumentos de 15,7% nos serviços prestados com utilização de meios especiais e reduções de 56,4% nas situações em que se utilizam equipas de Trabalhos em Tensão (TET), correspondendo à proposta apresentada pela EDA.
- Em BT verifica-se um aumento de 3,2% nas intervenções ao nível do ponto de alimentação, reduções de 6,4% nas intervenções ao nível do ramal (chegadas aéreas BTN), um aumento de 12,4 % nas intervenções nas chegadas (aéreas e subterrâneas) em BTE e um aumento de 2% no adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica em BTE. Estes preços correspondem à proposta apresentada pela EDA.
- Em BTN, considerando o pressuposto anteriormente indicado de fazer convergir os preços para os custos de forma gradual (limitando os aumentos anuais a 5%), os aumentos as intervenções nas chegadas (aéreas e subterrâneas) e o adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica sofrem um aumento de 5%.

Quadro 6-18 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2012

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	60,00
	Restabelecimento	60,00
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	200,00
	Restabelecimento	200,00
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	15,00
	Restabelecimento	15,00
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>	
	Interrupção	25,00
	Restabelecimento	25,00
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>	
	Interrupção	30,00
	Restabelecimento	30,00
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>	
	Interrupção	56,07
	Restabelecimento	56,07
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>	
	Interrupção	60,00
	Restabelecimento	60,00
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica		
Cientes em BTE	22,00	
Cientes em BTN	20,74	

Aos valores constantes do Quadro 6-18 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Em resultado dos trabalhos já anteriormente referidos, a EEM e a EDA apresentaram para 2012 uma proposta conjunta para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica.

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Preços de serviços regulados

A análise efetuada aos custos de prestação destes serviços revelou estruturas de custos semelhantes nas duas Regiões Autónomas, que permitiu a apresentação de uma proposta de preços única, com exceção dos preços relativos às intervenções ao nível das chegadas subterrâneas.

Considerando a proposta da EEM e os pressupostos anteriormente indicados, os preços aprovados para vigorarem em 2012 são os que constam do Quadro 6-19. Deste modo, para 2012, resultam as seguintes variações de preços relativamente a 2011:

- Em AT e MT verificam-se aumentos de 139,3% nos serviços prestados com utilização de meios especiais e de 106,8% nas situações em que se utilizam equipas de Trabalhos em Tensão (TET), correspondendo à proposta apresentada pela EEM.
- Em BTE verifica-se um aumento de 41,6% nas intervenções ao nível do ponto de alimentação, aumentos de 26,2% e 9,0 % nas intervenções ao nível do ramal, respetivamente para chegadas aéreas e subterrâneas. O adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica sofre um aumento de 2,0 %. Estes preços correspondem à proposta apresentada pela EEM.
- Em BTN, considerando o pressuposto anteriormente indicado de fazer convergir os preços para os custos de forma gradual (limitando os aumentos anuais a 5%), todos os preços sofrem um aumento de 5%.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Preços de serviços regulados

Quadro 6-19 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2012

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	60,00
	Restabelecimento	60,00
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	200,00
	Restabelecimento	200,00
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	<i>BTN</i>	
	Interrupção	11,12
	Restabelecimento	11,12
	<i>BTE</i>	
	Interrupção	15,00
	Restabelecimento	15,00
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>BTN - Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	24,97
	Restabelecimento	24,97
	<i>BTE - Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	30,00
	Restabelecimento	30,00
	<i>BTN - Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	72,22
	Restabelecimento	72,22
	<i>BTE - Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	75,00
	Restabelecimento	75,00
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica		
Clientes em BTE	22,00	
Clientes em BTN	20,70	

Aos valores constantes do Quadro 6-19 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DA QUALIDADE DE SERVIÇO

6.2.1 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 valores:

- 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 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 ao cliente em BT no caso de solicitação de restabelecimento urgente do serviço de fornecimento de energia elétrica (artigo 36.º). Este serviço passou a estar incluído no RRC, pelo que o seu preço é fixado ao abrigo deste regulamento.

Com exceção do artigo 7.º, os restantes artigos anteriormente mencionados estabelecem que a fixação dos valores seja efetuada pela ERSE na sequência de proposta das empresas reguladas.

6.2.2 PROPOSTA DAS EMPRESAS

6.2.2.1 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 diretos relativos à monitorização da qualidade da onda de tensão em MAT, AT e MT foi calculada pela EDP Distribuição considerando o desenvolvimento das atividades e custos unitários indicados no Quadro 6-20. Os custos do equipamento sofreram uma atualização de 2,3% relativamente aos considerados no ano anterior. No que respeita aos custos com transportes, foi

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Preços de serviços regulados

considerado o valor do subsídio de transporte em automóvel próprio atribuído aos funcionários e agentes da Administração Pública (Decreto-Lei n.º 137/2010, de 28 de dezembro). Os custos com a mão-de-obra correspondem aos custos internos considerados em projetos de investigação e desenvolvimento, valor que aumentou cerca de 4,7% relativamente ao ano anterior.

A verificação da qualidade da onda de tensão em clientes MAT, AT e MT obriga a um período de monitorização de, no mínimo, um mês. A estimativa de custos diretos relativos à realização destas ações de monitorização é apresentada no Quadro 6-20.

Quadro 6-20 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em MAT, AT e MT para 2012

Unidade: EUR

Atividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Aluguer do equipamento "Power Quality Analyser" (PQA)	1	mês	543,89	543,89
Instalação do "PQA" e análise da instalação cliente	32	h	44,00	1 408,00
Apoio da Direcção de Clientes e Redes	4	h	44,00	176,00
Apoio da Direcção de Condução	4	h	44,00	176,00
Análise de dados e elaboração do relatório	40	h	44,00	1 760,00
Preparação e apresentação de conclusões	16	h	44,00	704,00
Transportes	600	km	0,36	216,00
Total				4983,89

A EDP Distribuição estima um custo direto de 4983,89 euros por ação de monitorização, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos considerados pela empresa conduz a um custo total estimado de aproximadamente 5 980,67 euros. Este valor representa uma redução de 0,2% face ao valor em vigor em 2011 (5 994,17 euros).

No que respeita às instalações em BTE e BTN, a verificação da qualidade da onda de tensão é efetuada por equipas que atuam descentralizadamente, sendo o período de monitorização de cerca de uma semana. A estimativa dos custos diretos relativos à monitorização da qualidade da onda de tensão nestas instalações foi calculada pela EDP Distribuição considerando o desenvolvimento das atividades e custos unitários indicados no Quadro 6-21.

Quadro 6-21 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em BT para 2012

Unidade: EUR

Atividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Amortização do analisador	1	Semana	9,92	9,92
Instalação / Desmontagem do equipamento	3	h	25,00	75,00
Elaboração do relatório	1	h	44,00	44,00
Transportes	80	km	0,36	28,80
Total				157,72

A EDP Distribuição estima um custo direto de 157,72 euros para ações de monitorização em BT, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos, conduz a um custo total estimado de aproximadamente 189,26 euros. Este valor é cerca de 1,8% inferior ao que vigora em 2011 para a BTE (192,83 euros).

À semelhança do que tem ocorrido em anos anteriores, a EDP Distribuição sugere que os custos das atividades de monitorização tenham como teto máximo a pagar pelo cliente 50% da faturação mensal (calculada em termos médios para cada segmento de clientes).

Recorda-se que a fixação deste teto máximo, já aplicado 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 elétrica não está a ser efetuado 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.

Deste modo, a EDP Distribuição propõe para 2012 os valores constantes do Quadro 6-22, aos quais acresce IVA à taxa legal em vigor.

Quadro 6-22 - Valores limite propostos pela EDP Distribuição (monitorização da qualidade da onda de tensão)

Unidade: EUR

Cliente	Custo estimado (EUR)	50% da faturação média mensal	Valor limite proposto para 2012
BTN	189,26	22,95	22,95
BTE	189,26	563,29	189,26
MT	5 980,67	1 815,68	1 815,68
AT	5 980,67	78 773,49	5 980,67
MAT	5 980,67	171 084,82	5 980,67

De acordo com a metodologia seguida, os valores limite propostos para 2012 correspondem a 50% da faturação 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 ações de monitorização.

No Quadro 6-23 comparam-se os valores limite propostos pela EDP Distribuição para 2012 com os valores em vigor em 2011.

Quadro 6-23 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2012

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em 2011	Valores limite propostos para 2012	Varição (%)
BTN	21,87	22,95	4,9
BTE	192,83	189,26	- 1,8
MT	1 728,89	1 815,68	5,0
AT	5 994,17	5 980,67	4,2
MAT	5 994,17	5 980,67	- 0,2

EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES

A EDA não apresentou uma estimativa de custos para a realização das ações de monitorização da onda de tensão, tendo proposto atualizar os valores em vigor pelo valor da inflação previsto pela empresa para 2011 (1,9%).

Os valores atualmente em vigor e os propostos pela EDA são apresentados no Quadro 6-24.

Quadro 6-24 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EDA

Unidade: EUR

Cliente	Valor limite em vigor em 2011 na RAA	Valor limite proposto pela EDA para 2012	Variação (%)
BTN	20,17	20,55	1,9
BTE	210,33	214,33	1,9
MT	1 038,78	1 058,52	1,9

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe para 2012 uma atualização dos valores limite em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2012 (2,0%), tendo como valor limite 50% da faturação média mensal para cada nível de tensão.

Os valores atualmente em vigor e os propostos pela EEM são apresentados no Quadro 6-25.

Quadro 6-25 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valor limite em vigor em 2011 na RAM	50% da faturação média mensal	Valor limite proposto pela EEM para 2012	Variação (%)
BTN	22,08	24,77	22,52	2,0
BTE	173,01	937,94	176,47	2,0
MT	1 023,15	3 135,36	1 043,61	2,0

6.2.2.2 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 2012 do valor atualmente em vigor no caso de clientes em BTE. Para os restantes clientes, a EDA propõe uma atualização dos valores em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2012 (1,9%).

Os valores em vigor e os propostos pela EDA para 2012 são apresentados no Quadro 6-26.

Quadro 6-26 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EDA

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2011 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2012	Variação (%)
BTN	13,15	13,40	1,9
BTE	25,00	25,00	0,0
MT	42,07	42,87	1,9

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe que, em 2012, o valor da quantia a pagar pelos clientes nas situações de incumprimento do intervalo de tempo para a realização da visita corresponda à atualização dos valores em vigor em 2011 pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2012 (2,0%), com o limite do valor da compensação a pagar pela empresa no caso de incumprimento do padrão individual respetivo.

Os valores em vigor e os propostos pela EEM para 2012 são apresentados no Quadro 6-27.

Quadro 6-27 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2011 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2012	Variação (%)
BTN	14,17	14,45	2,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT	28,34	28,91	2,0

6.2.2.3 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 adotou os

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Preços de serviços regulados

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, excetuando-se o caso da BTN em que o valor é limitado a 50% da compensação). Desta forma, os valores propostos para 2012 coincidem com os valores atualmente em vigor, com exceção do valor relativo aos clientes em MT (avarias comunicadas no horário normal), em que é proposta uma atualização do valor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2012 (1,9%).

Os valores em vigor e os propostos pela EDA para 2012 são apresentados no Quadro 6-28.

Quadro 6-28 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EDA

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2011 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2012	Variação (%)
BTN	7,50	7,50	0,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT (HN)	63,10	64,30	1,9
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 uma atualização dos valores em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2012 (2,0%), tendo como limite o valor da compensação por incumprimento do padrão individual respetivo (ou 50% no caso da BTN).

Os valores em vigor e os propostos pela EEM para 2012 são apresentados no Quadro 6-29.

Quadro 6-29 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2011 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2012	Variação (%)
BTN	7,50	7,50	0,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT (HN)	42,52	43,37	2,0
MT (HE)	50,57	51,58	2,0

HN – Horário normal (dias úteis das 08:00 às 17:00 horas)

HE – Horário extraordinário (restantes períodos)

6.2.3 VALORES PARA VIGORAREM EM 2012

6.2.3.1 MONITORIZAÇÃO DA ONDA TENSÃO

PORTUGAL CONTINENTAL

A ERSE considera aceitável manter a metodologia seguida em anos anteriores para estimar os valores limite de realização das ações de monitorização da qualidade da onda de tensão em diferentes níveis de tensão, ou seja, limitar o valor que é possível cobrar aos clientes a 50% da faturação média mensal em cada nível de tensão.

Em 2010, com a aprovação do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, deixou de ser possível efetuar contratos com os comercializadores de último recurso para fornecimentos em BTE, MT, AT e MAT, tendo sido extintas as tarifas reguladas aplicáveis a estes segmentos de clientes, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2011. Acresce ainda que, em alguns segmentos de mercado, um número significativo de clientes é atualmente fornecido no mercado liberalizado, tornando-se difícil conhecer a faturação média mensal de cada nível de tensão.

Tendo em conta o exposto, bem como o reduzido número de vezes que este preço é aplicado²⁴, a ERSE considera que o valor limite deve corresponder ao custo verificado, limitado a 50% da faturação média de cada nível de tensão, o qual é calculado por atualização do valor considerado no ano anterior utilizando a taxa de variação do índice de preços no consumo privado (IP) prevista para 2012²⁵ (1,3%). Refira-se que este índice tem sido considerado o mais adequado para atualizar os preços dos serviços regulados.

²⁴ 17 vezes em 2010 e 11 vezes no 1.º semestre de 2011, no caso da EDP Distribuição.

²⁵ Valor previsto pela OCDE em maio de 2011 (OCDE, n.º 89, maio 2011).

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Preços de serviços regulados

Nas situações em que os valores limite propostos correspondem ao custo estimado de prestação do serviço (BTE, AT e MAT), verificam-se reduções de 1,8% e 0,2%, respetivamente em BTE e MAT, e um aumento de 4,2% em AT. Relativamente às situações em que o valor limite é limitado pelo valor de 50% da faturação média mensal (caso da MT e BTN), a ERSE propõe a sua atualização através do IP previsto para 2012 (1,3%), em vez da variação das tarifas de venda a clientes finais proposta pela EDP Distribuição.

Tendo em conta o anteriormente exposto, apresentam-se no Quadro 6-30 os valores limite em vigor, os valores limite propostos pela EDP Distribuição e os valores aprovados pela ERSE para 2012.

**Quadro 6-30 - Valores limite previstos no artigo 46.º do RQS para 2012 em Portugal continental
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2011	Valores limite propostos pela EDP Distribuição	Valores limite para 2012
BTN	21,87	22,95	22,15
BTE	192,83	189,26	189,26
MT	1 728,89	1 815,68	1 751,37
AT	5 994,17	5 980,67	5 980,67
MAT	5 994,17	5 980,67	5 980,67

Aos valores constantes no Quadro 6-30 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

A cobrança dos preços relativos à realização de ações de monitorização da qualidade da onda de tensão deverá ser efetuada nas seguintes condições, conforme estabelecido no Anexo V do RQS:

- O cliente deve ser informado, previamente à realização das ações de monitorização da qualidade da onda de tensão, dos custos associados à sua realização, que não poderão exceder os valores limite indicados no Quadro 6-30.
- Com o pagamento dos valores correspondentes à realização das ações 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 ações de monitorização da onda de tensão, limitando-se a propor uma atualização de 1,9% dos valores em vigor.

Tendo em conta o acima exposto e a metodologia seguida, a ERSE procedeu à atualização dos valores utilizando o IP previsto para 2012 (1,3%).

No Quadro 6-31 apresentam-se os valores em vigor, os valores propostos pela EDA e os valores limite aprovados pela ERSE para 2012.

**Quadro 6-31 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2012, na RAA
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2011	Valores propostos pela EDA para 2012	Valores limite para 2012
BTN	20,17	20,55	20,44
BTE	210,33	214,33	213,06
MT	1 038,78	1 058,52	1 052,28

Aos valores constantes no Quadro 6-31 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

A cobrança de preços relativos à realização de ações 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 ações de monitorização da onda de tensão, limitando-se a propor a atualização dos valores atualmente em vigor pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2012 (2,0%), com um limite de 50% da faturação média mensal de cada nível de tensão.

Não tendo a EEM apresentado estimativas de custo para a realização das ações de monitorização, os valores para 2012 foram calculados tendo em consideração os valores atualmente em vigor atualizados pelo IP previsto para 2012 (1,3%).

No Quadro 6-32 apresentam-se os valores limite em vigor, os valores propostos pela EEM e os valores limite aprovados pela ERSE para 2012.

**Quadro 6-32 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2012, na RAM
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2011	Valores limite propostos pela EEM para 2012	Valores limite para 2012
BTN	22,08	22,52	22,37
BTE	173,01	176,47	175,26
MT	1 023,15	1 043,61	1 036,45

Aos valores constantes no Quadro 6-32 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

A cobrança de preços relativos à realização de ações de monitorização da qualidade da onda de tensão na RAM deverá obedecer às condições previstas para Portugal continental.

6.2.3.2 VISITA ÀS INSTALAÇÕES DE CLIENTES (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 este 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, de forma a assegurar a manutenção do equilíbrio entre os valores a pagar pelos clientes e o valor das compensações fixadas 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 exceção 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 atualização dos valores vigentes pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2011 (1,9%). Nestes dois casos, conforme anteriormente referido, a ERSE considera ser mais adequado proceder à atualização dos valores pelo IP previsto para 2012 (1,3%).

No Quadro 6-17 apresenta-se o valor em vigor, a proposta da EDA, a compensação associada por incumprimento do padrão de qualidade de serviço individual e o valor aprovado pela ERSE para 2012.

Quadro 6-33 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2012 (visita à instalação do cliente)

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2011 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2012	Compensação associada	Valores para 2012
BTN	13,15	13,40	15,00	13,32
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT	42,07	42,87	75,00	42,62

Aos valores constantes no Quadro 6-33 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 foi adotada para a RAA.

Os valores propostos pela EEM para os clientes em BTN e MT correspondem a uma atualização dos valores vigentes pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2012 (2,0%). Nestes dois casos, a ERSE considera ser mais adequado proceder à atualização dos valores utilizando o IP previsto para 2012 (1,3%).

Quadro 6-34 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2012 (visita à instalação do cliente)

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor em 2011 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2012	Compensação associada	Valores para 2012
BTN	14,17	14,45	15,00	14,35
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT	28,34	28,91	75,00	28,71

Aos valores constantes no Quadro 6-34 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.3.3 AVARIAS NA ALIMENTAÇÃO INDIVIDUAL DO CLIENTE (ARTIGO 35.º DO RQS)

REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A ERSE considera adequado 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

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014**

Preços de serviços regulados

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 adotar a mesma metodologia. A falta de informação 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 (“Atuação em caso de falha do fornecimento de energia elétrica”).

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 atualização pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2012 (1,9%). Conforme já anteriormente referido, nestas situações, a ERSE considera ser mais adequado proceder à limitação da variação dos valores através do IP previsto para 2012 (1,3%).

No Quadro 6-35 apresentam-se os valores aprovados pela ERSE para 2012, que coincidem com a proposta da EDA, com exceção do valor relativo aos clientes em MT (horário normal).

**Quadro 6-35 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2012 na RAA
(avarias na alimentação individual dos clientes)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor na RAA em 2011	Valores propostos pela EDA para 2012	Compensação associada	Valores para 2012
BTN	7,50	7,50	7,50	7,50
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT (HN)	63,10	64,30	75,00	63,92
MT (HE)	75,00	75,00	75,00	75,00

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 6-35 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Na RAM, propõe-se a adoção de metodologia idêntica à aplicada para a RAA.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Preços de serviços regulados

No caso do valor aplicável aos clientes em MT, inferior ao valor da compensação, a EEM propõe a sua atualização pela taxa de inflação prevista pela empresa para 2012 (2,0%). No Quadro 6-36 apresentam-se os valores aprovados pela ERSE para 2012, que limitam a variação dos valores ao IP previsto para 2012 (1,3%).

**Quadro 6-36 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2012 na RAM (avarias na
alimentação individual dos clientes)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor na RAM em 2011	Valores propostos pela EEM para 2012	Compensação associada	Valores para 2012
BTN	7,50	7,50	7,50	7,50
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT (HN)	42,52	43,37	75,00	43,07
MT (HE)	50,57	51,58	75,00	51,23

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 6-36 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

7 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES DA ERSE

7.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

7.1.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 2011 E 2012

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por atividade, entre 2011 e 2012, é apresentada da Figura 7-1 à Figura 7-8. Estes preços médios são referidos aos fornecimentos e entregas de energia elétrica 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 atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso (CUR). Estes custos associados ao aprovisionamento de energia elétrica do CUR para satisfação dos consumos dos seus clientes são determinados em regime de mercado.

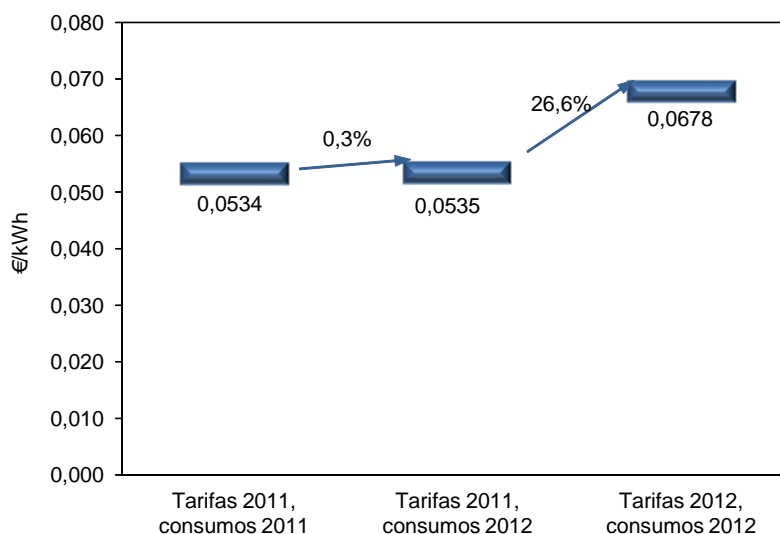
A evolução do preço médio da tarifa de Energia, entre 2011 e 2012, pode ser representada através de três estados (Figura 7-1).

O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2010, no cálculo das tarifas de 2011, em que se considerou um preço médio de 0,0534 €/kWh.

O segundo estado corresponde ao preço médio com a estrutura e o nível de consumos previstos para 2012. Mantendo os preços das tarifas de 2011, a evolução da estrutura de consumos origina um acréscimo de 0,3% no preço médio.

O terceiro estado corresponde ao preço médio da tarifa de Energia previsto para 2012 (0,0678 €/kWh), que implica um acréscimo tarifário de 26,6% entre 2011 e 2012.

**Figura 7-1 - Preço médio da tarifa de Energia
2012/2011**



Variação preço médio= 27,0%

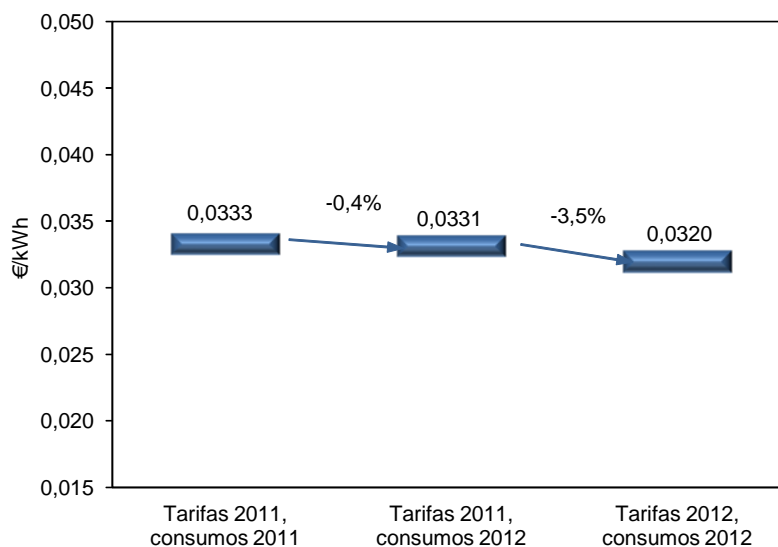
Variação tarifária= 26,6%

A evolução do preço médio da tarifa de UGS, entre 2011 e 2012, pode ser representada através de três estados (Figura 7-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2010, no cálculo das tarifas de 2011, em que se considerou um preço médio de 0,0333 €/kWh.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2012. Mantendo os preços das tarifas de 2011, a evolução da estrutura de consumos origina um decréscimo de 0,4% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema previsto para 2012 (0,0320 €/kWh), que corresponde a uma redução tarifária de 3,5% entre 2011 e 2012. Esta variação reflete a repercussão dos desvios de energia do CUR na UGS, a recuperação dos sobrecustos com a produção em regime especial num período quinquenal, ao abrigo do n.º 1 do artigo 73.º A, do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, e o diferimento excecional para 2013 do ajustamento anual do montante da compensação referente a 2010, devido pela cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia.

**Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema
2012/2011**

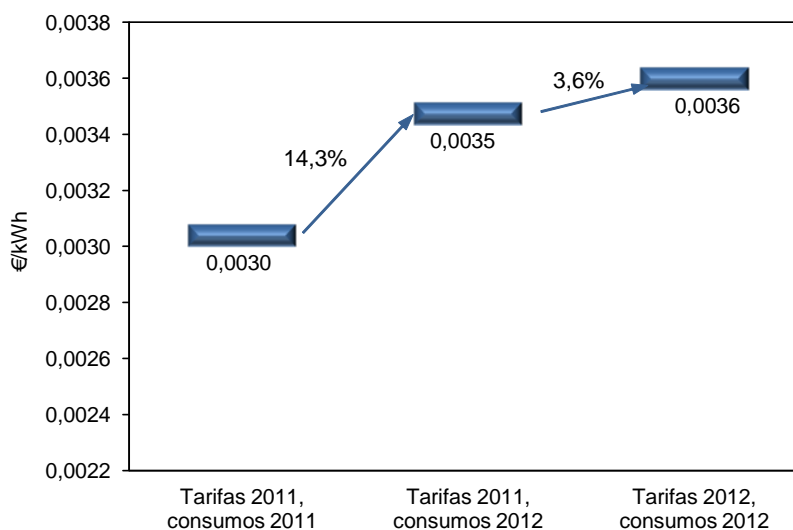


Varição preço médio= -3,9%

Varição tarifária= -3,5%

No que concerne as tarifas de Uso da Rede de Transporte, verifica-se um acréscimo de 18,4% no preço médio da tarifa de URT em MAT, devida à alteração da estrutura de consumos e à variação tarifária de 3,6%.

**Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
2012/2011**

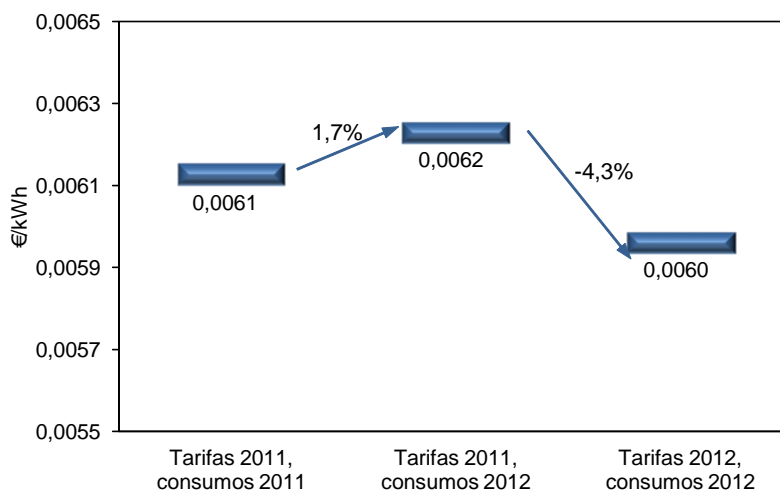


Varição preço médio= 18,4%

Varição tarifária= 3,6%

Na tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT verifica-se uma redução do preço médio de 2,7%, devido à variação tarifária de -4,3%.

Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT 2012/2011

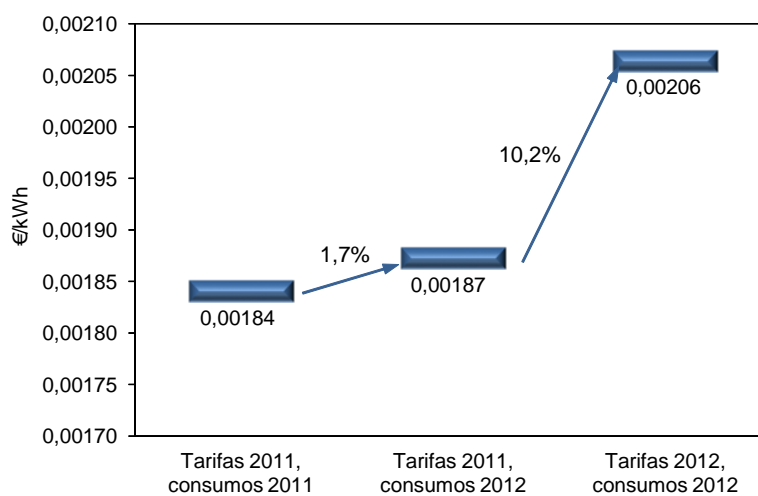


Variação preço médio= -2,7%

Variação tarifária= -4,3%

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT observa-se um acréscimo de 12,1% no preço médio, resultante de uma variação tarifária de 10,2% e da alteração na estrutura de consumos, de 1,7%.

Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT 2012/2011

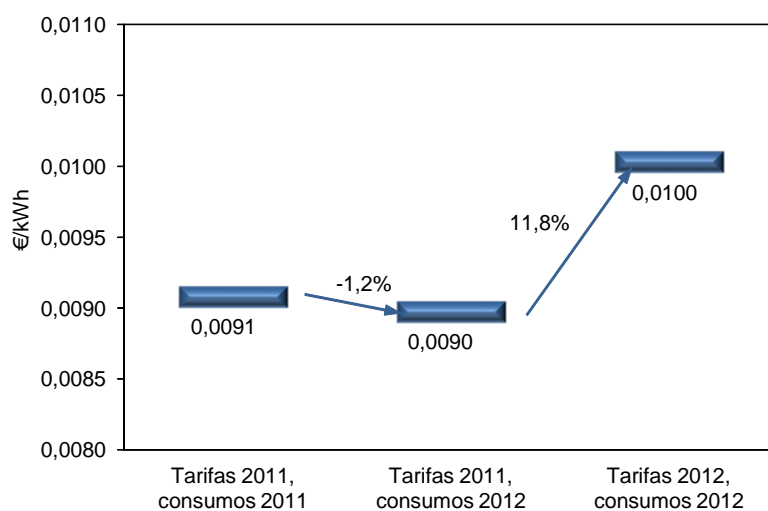


Variação preço médio= 12,1%

Variação tarifária= 10,2%

A alteração da estrutura de consumos foi responsável por uma redução no preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT de 1,2% e a variação tarifária por um acréscimo de 11,8%. Assim, o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT observa um acréscimo de 10,5%.

**Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
2012/2011**

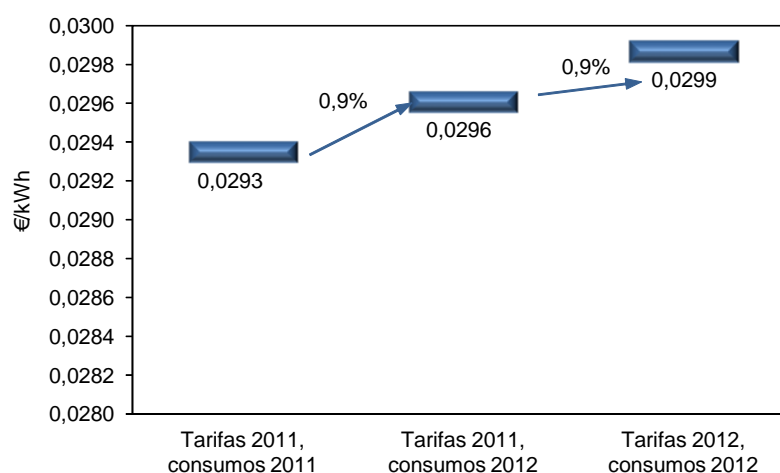


Variação preço médio= 10,5%

Variação tarifária= 11,8%

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT observa-se um acréscimo de 1,8% no preço médio, resultante de uma variação tarifária de 0,9% e da alteração na estrutura de consumos (0,9%).

**Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
2012/2011**

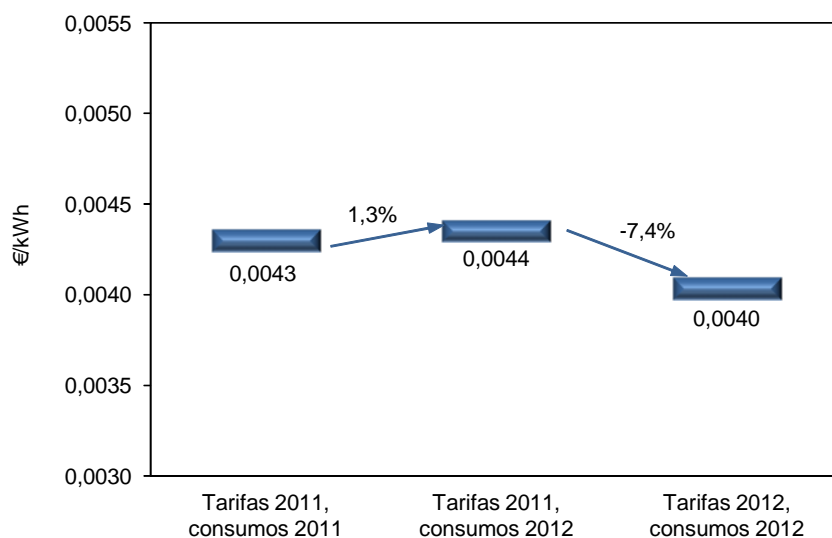


Variação preço médio= 1,8%

Variação tarifária= 0,9%

Na tarifa de Comercialização em BTN a diminuição no preço médio é de 6,1%, resultante de uma variação tarifária de -7,4% e do efeito de alteração da estrutura de consumos (1,3%) (Figura 7-8).

**Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN
2012/2011**



Variação preço médio= -6,1%

Variação tarifária= -7,4%

7.1.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 1999 E 2012

O Quadro 7-1 e a Figura 7-9 apresentam a evolução verificada nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE, desde 1999, data a partir da qual se estabeleceram tarifas por atividade regulada no sector elétrico. A atividade de Comercialização é apresentada a partir de 2002.

Os preços médios apresentados até 2011 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias. Os valores apresentados permitem observar as variações tarifárias ocorridas entre 1999 e 2001²⁶ e entre 2002 e 2012.

Todos os preços médios estão referidos aos fornecimentos e entregas de energia elétrica aos clientes do comercializador de último recurso e aos clientes do mercado liberalizado.

²⁶ Em 2002 observa-se uma quebra de série devido a uma alteração das variáveis de faturação.

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014**

Análise do impacto das decisões propostas

No Quadro 7-1 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade nos diversos períodos de regulação.

Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por atividade

Tarifas		1999	2000	2001	Variação 2001/1999	2002	2003	2004	2005	Variação 2005/2002	2006	2007	2008	Variação 2008/2006	2009	2010	2011	Variação 2011/2009*	2012	Variação 2012/2002*
Energia	real	100	98	104	4%	100	97	101	104	4%	99	97	89	-9%	126	88	81	-36%	101	1%
	nominal	100	101	111	11%	100	100	107	113	13%	110	111	104	-5%	148	104	97	-34%	123	23%
Uso Rede Transporte	real	100	90	76	-24%	100	93	103	105	5%	102	114	146	43%	147	189	178	21%	168	68%
	nominal	100	93	81	-19%	100	96	109	114	14%	114	131	170	50%	173	223	214	24%	205	105%
Uso Rede Distribuição AT	real	100	94	85	-15%	100	98	77	70	-30%	79	73	150	90%	164	164	142	-14%	154	54%
	nominal	100	97	91	-9%	100	101	82	76	-24%	88	84	175	99%	193	194	170	-12%	188	88%
Uso Rede Distribuição MT	real	100	94	88	-12%	100	96	92	85	-15%	90	93	95	5%	100	99	85	-15%	94	-6%
	nominal	100	97	94	-6%	100	99	97	92	-8%	101	106	111	10%	117	118	102	-13%	114	14%
Uso Rede Distribuição BT	real	100	94	89	-11%	100	95	93	89	-11%	89	93	99	11%	91	101	91	0%	91	-9%
	nominal	100	97	95	-5%	100	98	98	97	-3%	99	106	115	17%	107	119	110	3%	111	11%
Uso Global do Sistema	real	100	86	87	-13%	100	131	138	194	94%	225	272	442	96%	50	480	675	1256%	642	542%
	nominal	100	88	93	-7%	100	135	146	210	110%	251	312	515	106%	58	569	811	1290%	782	682%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	-	-	-	-	100	286	437	337	237%	271	241	72	-73%	224	128	-	-43%	-	28%
	nominal	-	-	-	-	100	295	462	365	265%	301	276	84	-72%	262	152	-	-42%	-	52%
Comercialização em BTE	real	-	-	-	-	100	166	255	243	143%	197	198	85	-57%	109	70	-	-36%	-	-30%
	nominal	-	-	-	-	100	171	269	263	163%	219	227	99	-55%	128	83	-	-35%	-	-17%
Comercialização em BTN	real	-	-	-	-	100	140	106	88	-12%	80	99	109	37%	127	126	106	-16%	97	-3%
	nominal	-	-	-	-	100	144	112	95	-5%	88	113	127	43%	149	149	128	-14%	118	18%

* Nas actividades de Comercialização em MAT, AT e MT e Comercialização em BTE corresponde à variação até 2010

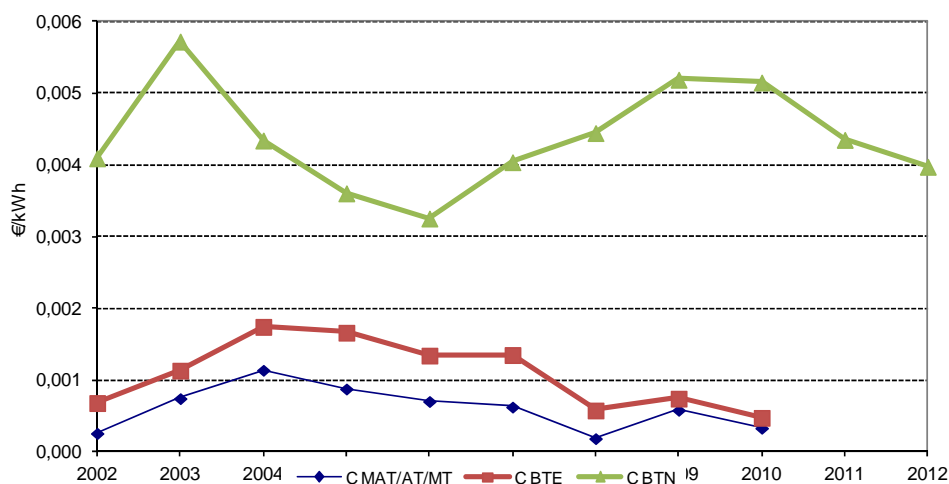
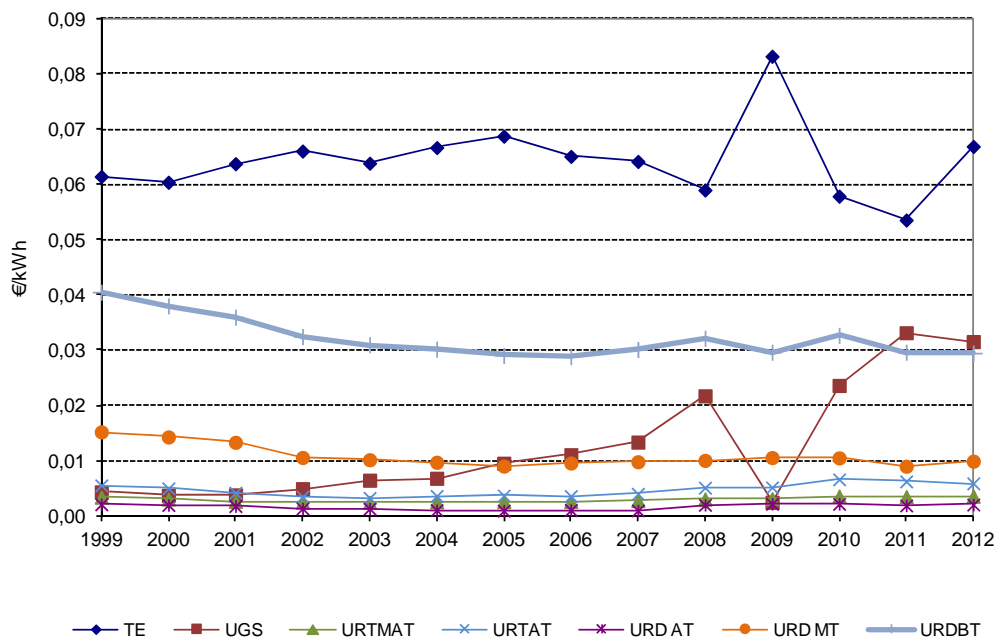
As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e em BT apresentam valores inferiores aos do primeiro ano de regulação, fruto dos ganhos de eficiência que têm sido alcançados e consequentemente sido partilhados com os consumidores.

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 foram sendo incluídos na tarifa ao longo dos anos, 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. Em 2012, a variação reflete a recuperação dos sobrecustos com a produção em regime especial num período quinquenal, ao abrigo do n.º 1 do artigo 73.º A, do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho.

As tarifas de Comercialização apresentam variações acentuadas mas o seu peso na fatura dos clientes é reduzido.

Na Figura 7-9 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade a preços constantes de 2011.

**Figura 7-9 - Evolução das tarifas por atividade
(preços constantes de 2011)**



Legenda: 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.

7.2 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

7.2.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 2011 E 2012

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, BTE e BTN, entre 2011 e 2012. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada do Acesso para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

A redução de 0,9% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2011 e 2012, pode ser representada através de três estados (Figura 7-10 e Quadro 7-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2010, no cálculo das tarifas de 2011, em que se considerou um preço médio de 0,0643 €/kWh.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2012. Mantendo os preços das tarifas de 2011, a evolução da estrutura de consumos origina uma redução de 0,5% no preço médio.

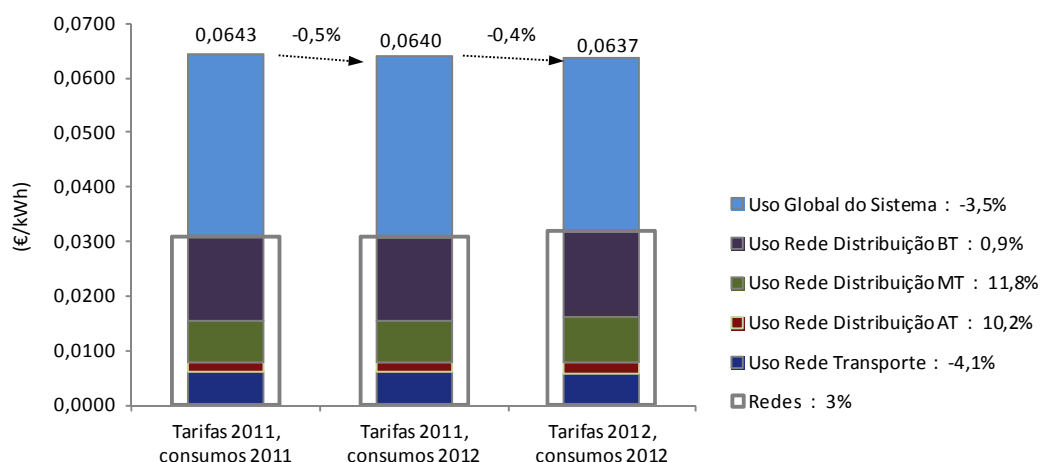
No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Acesso às Redes previsto para 2012 (0,0637 €/kWh), que corresponde a uma redução tarifária de 0,4% entre 2011 e 2012. Esta variação reflete a repercussão dos desvios de energia do CUR na UGS, a recuperação dos sobrecustos com a produção em regime especial num período quinquenal, ao abrigo do n.º 1 do artigo 73.º A, do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, e o diferimento excecional para 2013 do ajustamento anual do montante da compensação referente a 2010, devido pela cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia.

**Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes
2012/2011**

Estado e características	Tarifas 2011, consumo 2011 (1)	Tarifas 2011, consumo 2012 (2)	Tarifas 2012, consumo 2012 (3)
Proveitos (10 ⁶ Euros)	3 152	3 044	3 033
Consumo (GWh)	49 009	47 583	47 583
Preço médio (EUR/kWh)	0,0643	0,0640	0,0637
Variação (%)		(2)/(1) = -0,5%	(3)/(2) = -0,4%

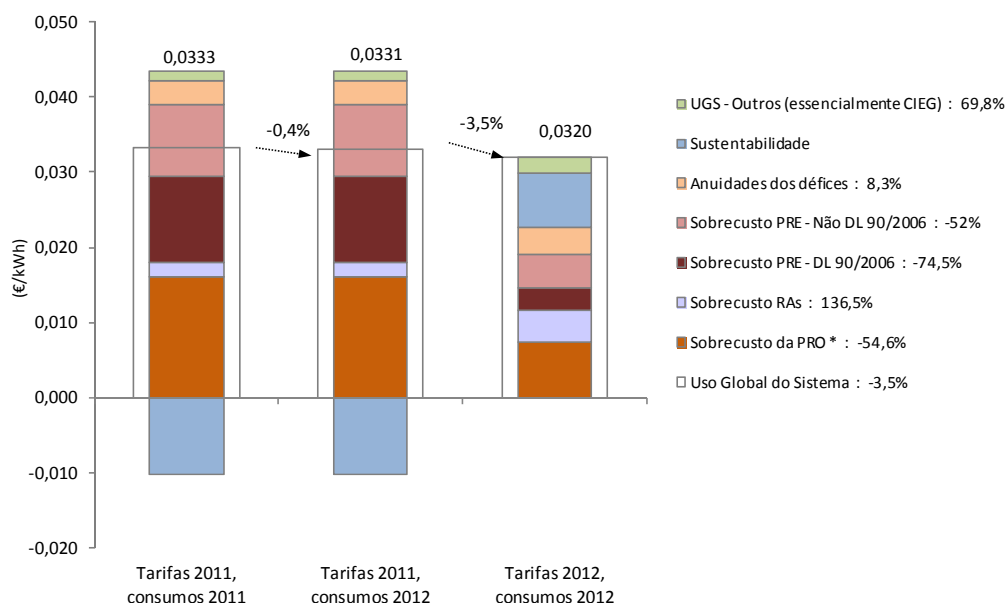
Na Figura 7-10, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: -4,1% para o Uso da Rede de Transporte, 10,2% para o Uso da Rede de Distribuição AT, 11,8% para o Uso da Rede de Distribuição MT, 0,9% para o Uso da Rede de Distribuição BT e -3,5% para o Uso Global do Sistema.

Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes
2012/2011



Dado o peso da tarifa de Uso Global do Sistema nas tarifas de Acesso às Redes, apresentam-se de seguida as variações da tarifa Uso Global do Sistema, diferenciadas por componente.

Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema
2012/2011



*Considerou-se como sobrecusto da produção em regime ordinário o sobrecusto dos contratos de aquisição de energia, os custos para a manutenção do equilíbrio contratual e a garantia de potência.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade das tarifas de Acesso às Redes, entre 2011 e 2012, para os diferentes níveis de tensão. Registam-se variações diferenciadas por

nível de tensão: 19,5% em MAT e AT, 16,0% em MT e BTE e -7,7% em BTN (com IP). Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tarifa regulada do acesso.

Adicionalmente apresentam-se as variações da tarifa Uso Global do Sistema, registando-se variações diferenciadas por nível de tensão. Verificam-se aumentos de 23,7% em MAT, 30,5% em AT, 25,3% em MT, 36,9% em BTE e uma redução de 16,5% em BTN (com IP). Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por componente.

Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT 2012/2011

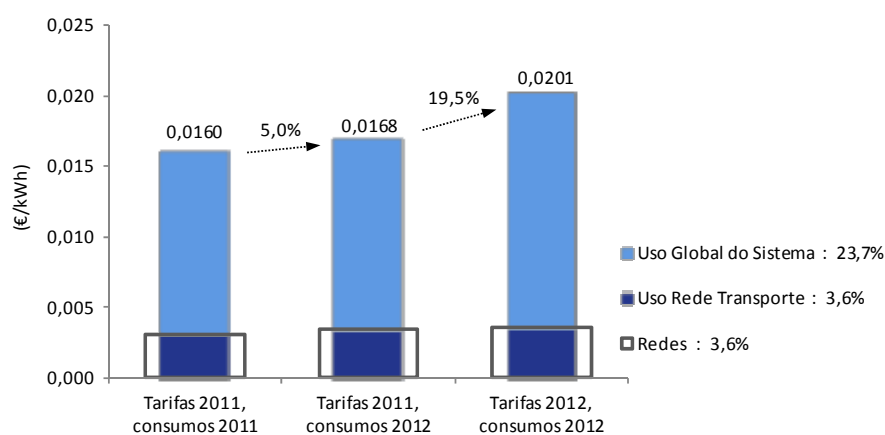


Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT 2012/2011

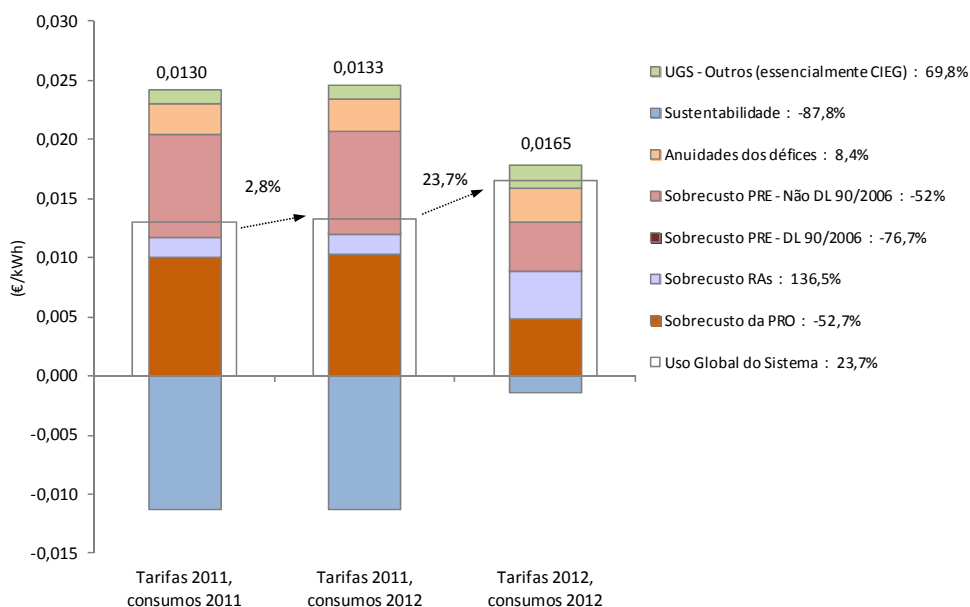


Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT
2012/2011

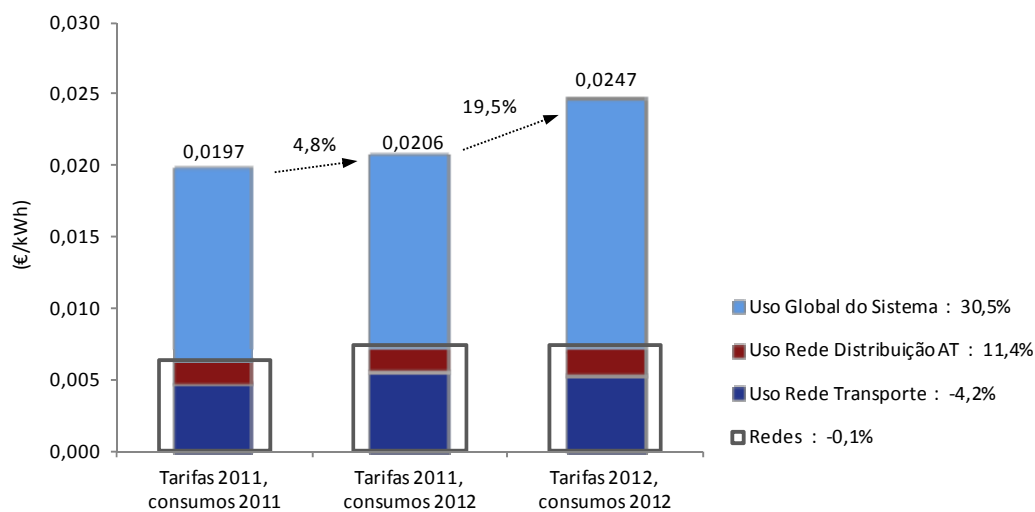


Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT
2012/2011

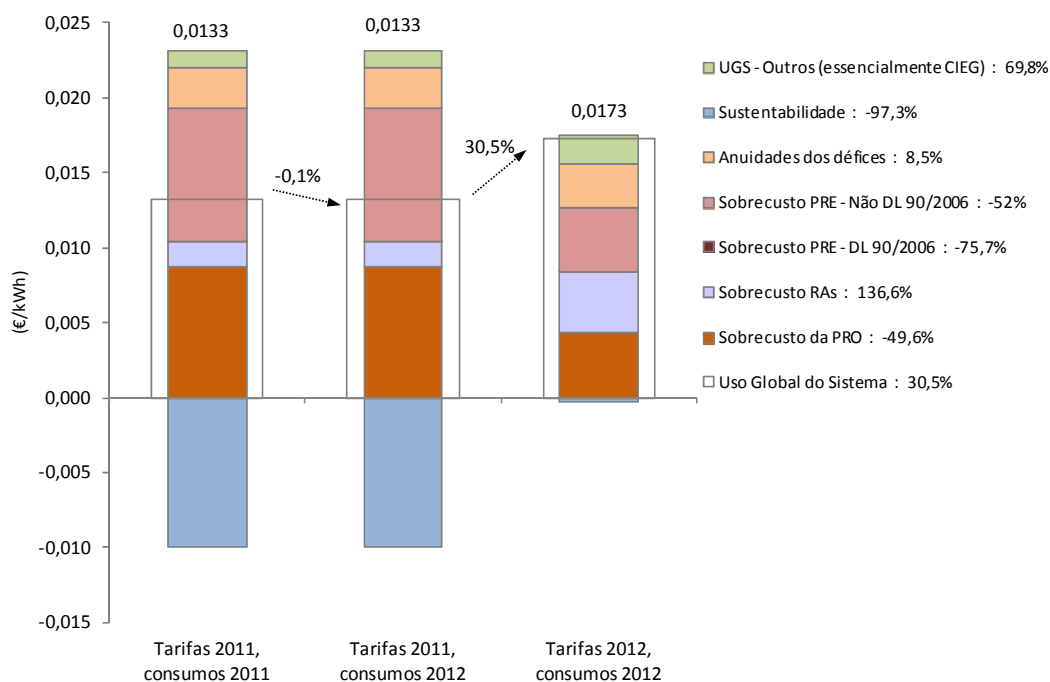


Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT
2012/2011

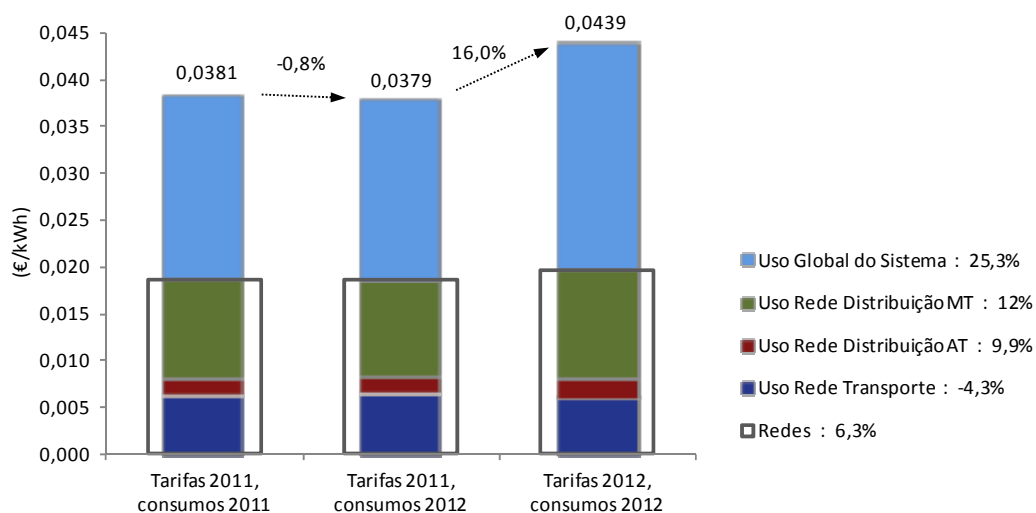


Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT
2012/2011

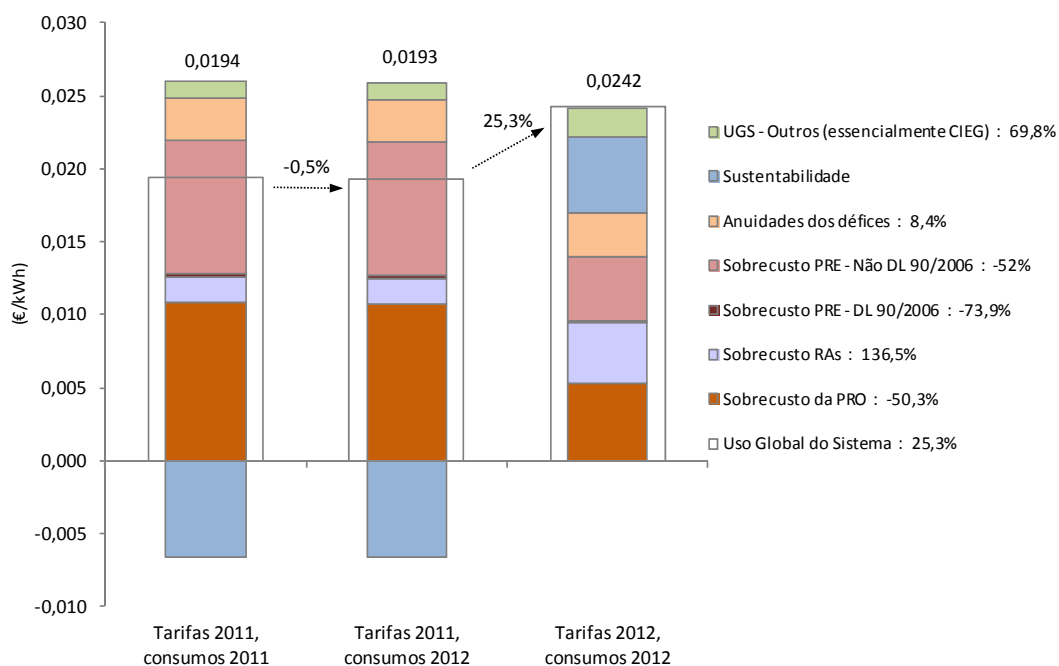


Figura 7-18 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE 2012/2011

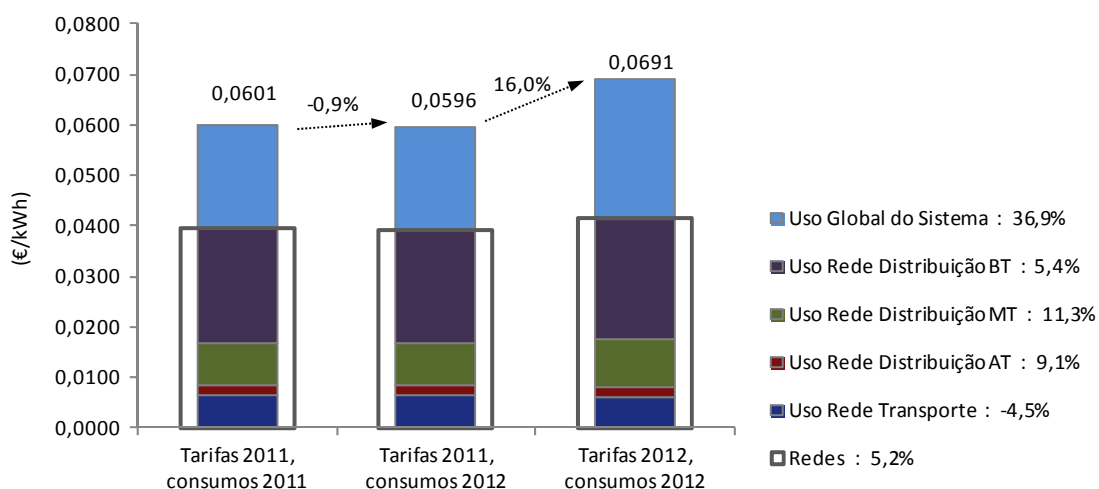


Figura 7-19 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE 2012/2011

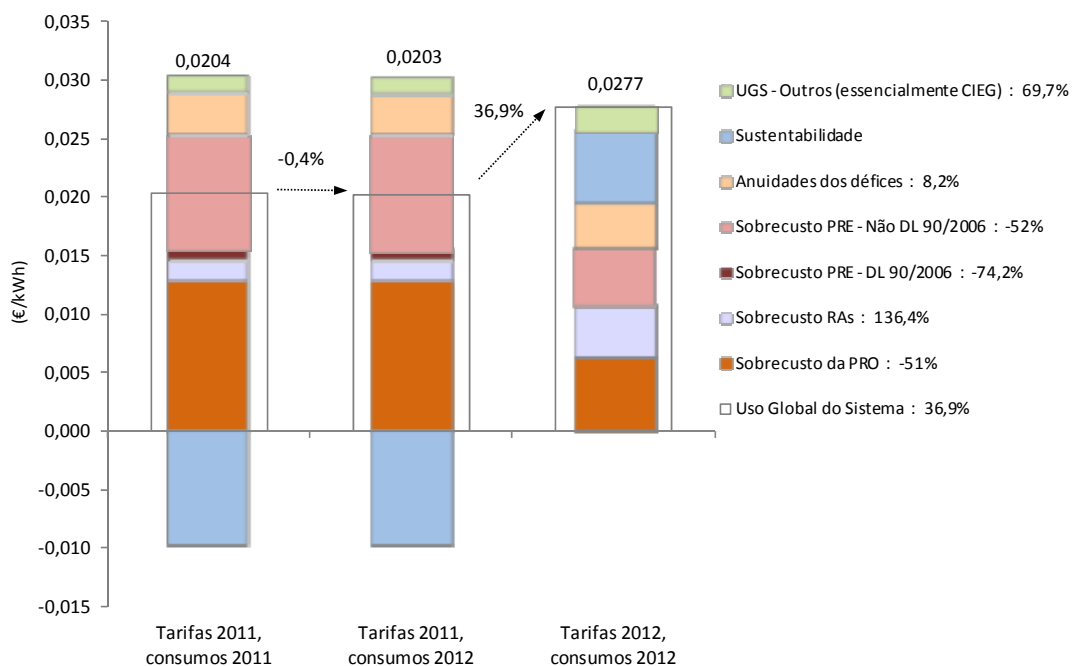


Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN (c/ IP)

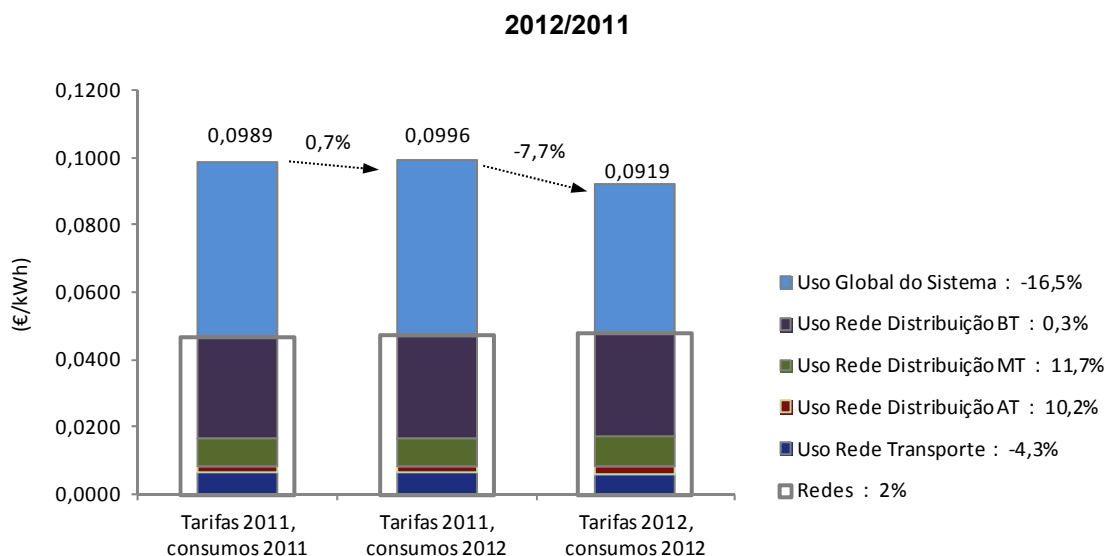
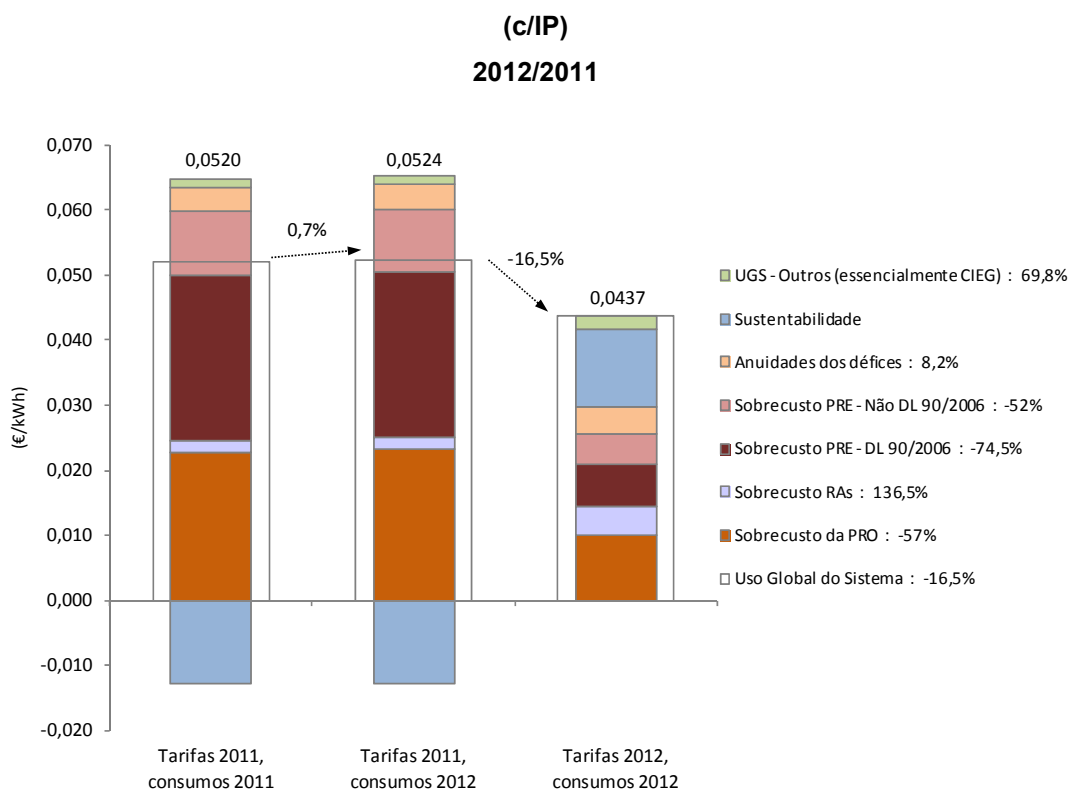


Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN



7.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2012

Na Figura 7-22, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2012. Na Figura 7-23 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 7-22 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2012, decomposto por atividade

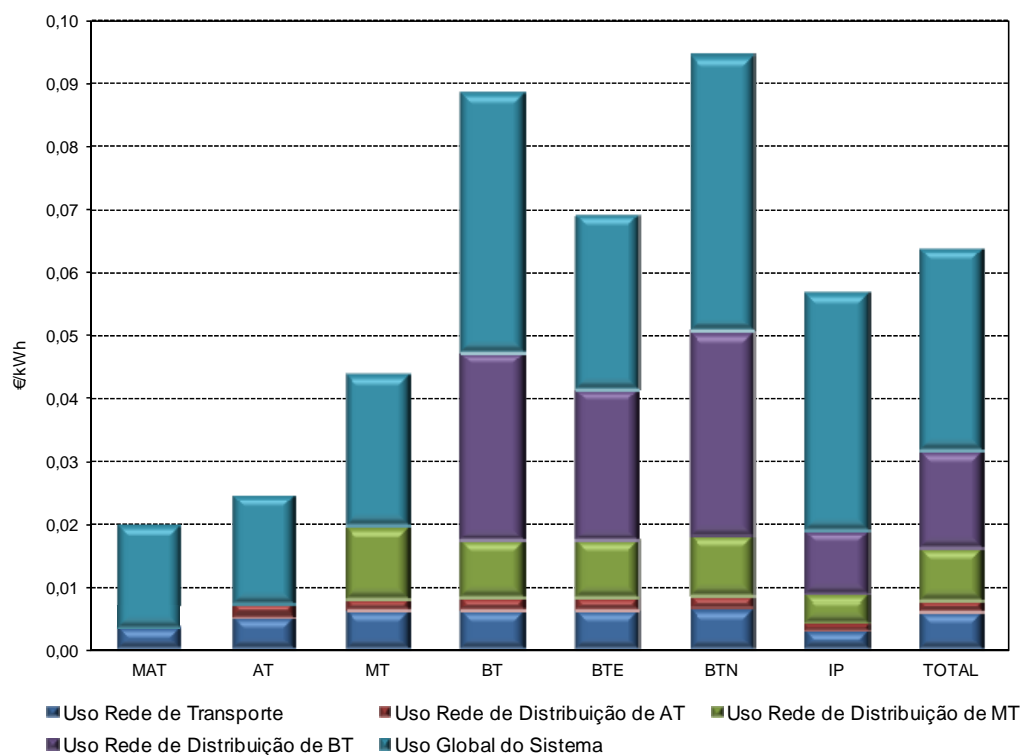
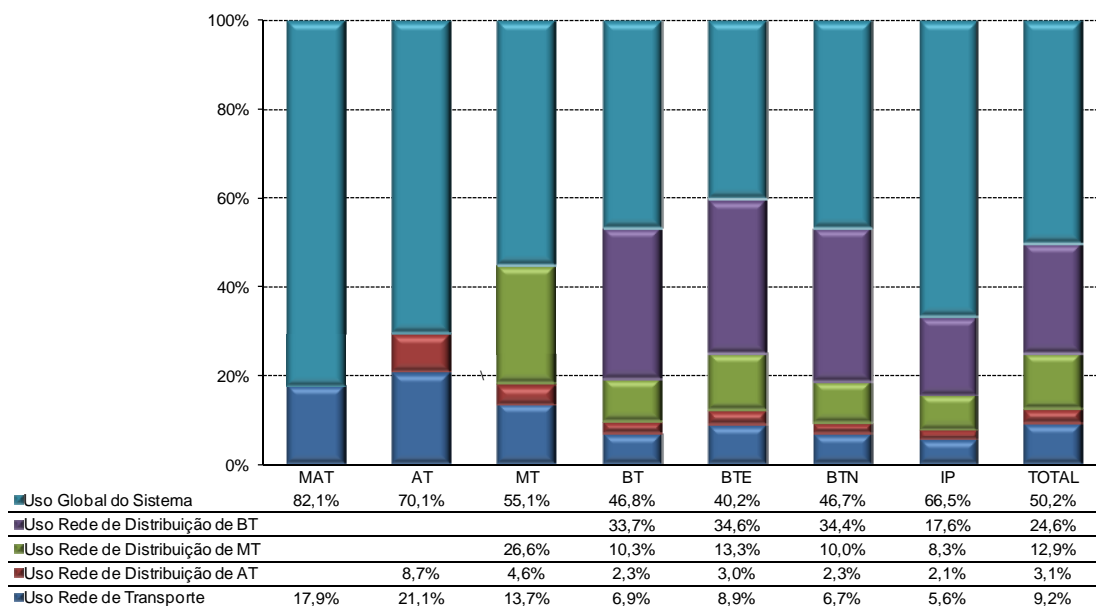


Figura 7-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2012



Na Figura 7-24 e na Figura 7-25, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes nas parcelas de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade dos mercados.

Os Custos de Interesse Económico Geral incluem os custos considerados na parcela II e III da tarifa de Uso Global do Sistema, destacando-se, (i) sobrecusto com o Agente Comercial, (ii) os custos de garantia de potência, (iii) os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual, (iv) custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas, (v) custos com a convergência tarifária relativos aos anos de 2006 e 2007, (vi) sobrecusto da Produção em Regime Especial, (vii) custos com os terrenos dos centros electroprodutores afetos ao domínio público hídrico, (viii) défices tarifários de BT e BTN relativos a 2006 e 2007, respetivamente, e défice tarifário de 2009 gerado ao abrigo do DL 165/2008 e (ix) rendas de concessão em baixa tensão.

Figura 7-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2012 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade dos mercados

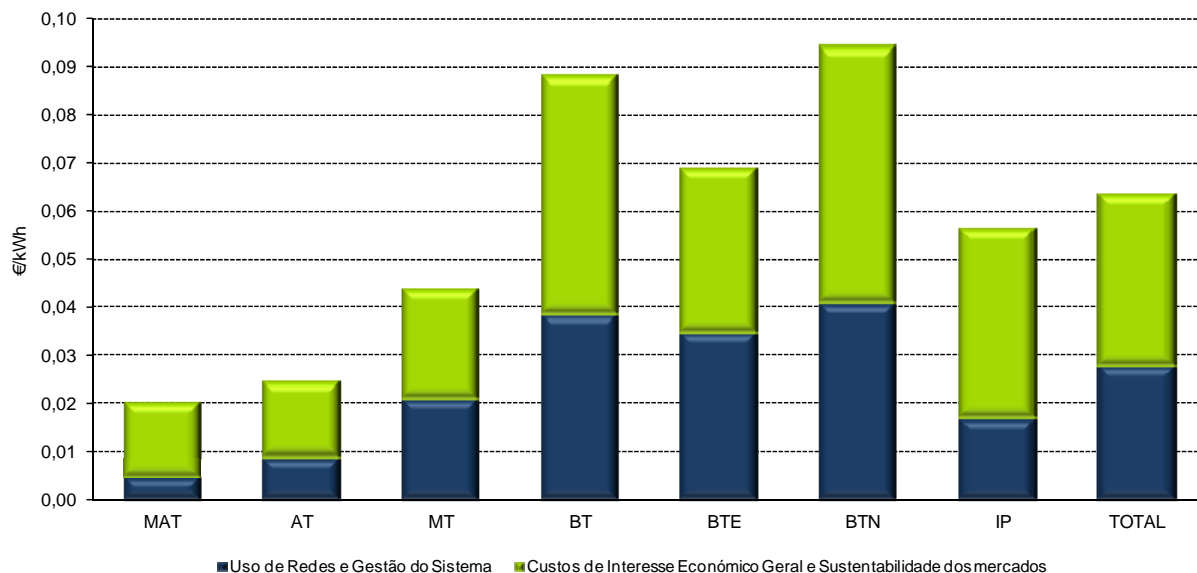
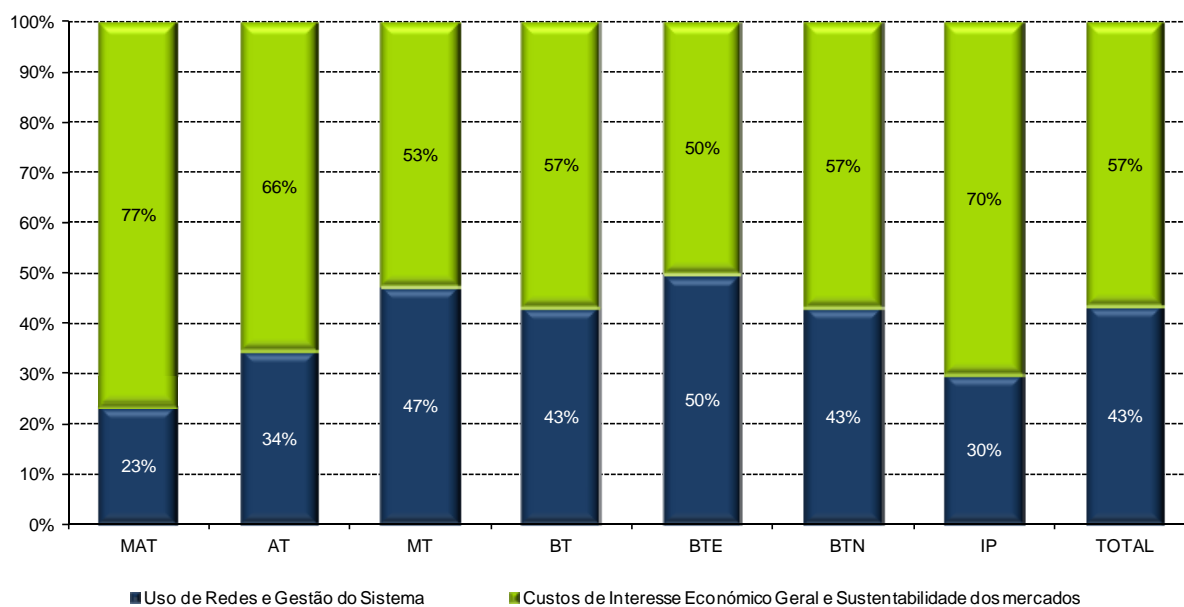


Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2012 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade dos mercados



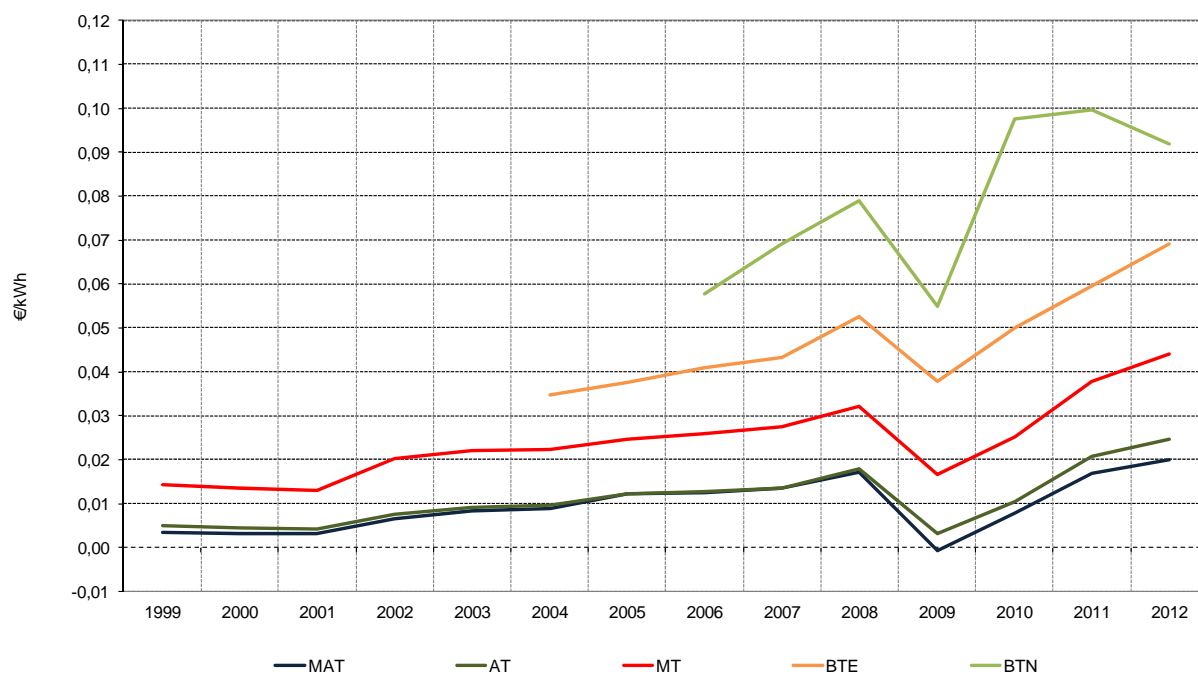
7.2.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 1999 E 2012

A Figura 7-26 e a Figura 7-27 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes, no período compreendido entre 1999 e 2012, por nível de tensão.

Os preços médios apresentados até 2011 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias.

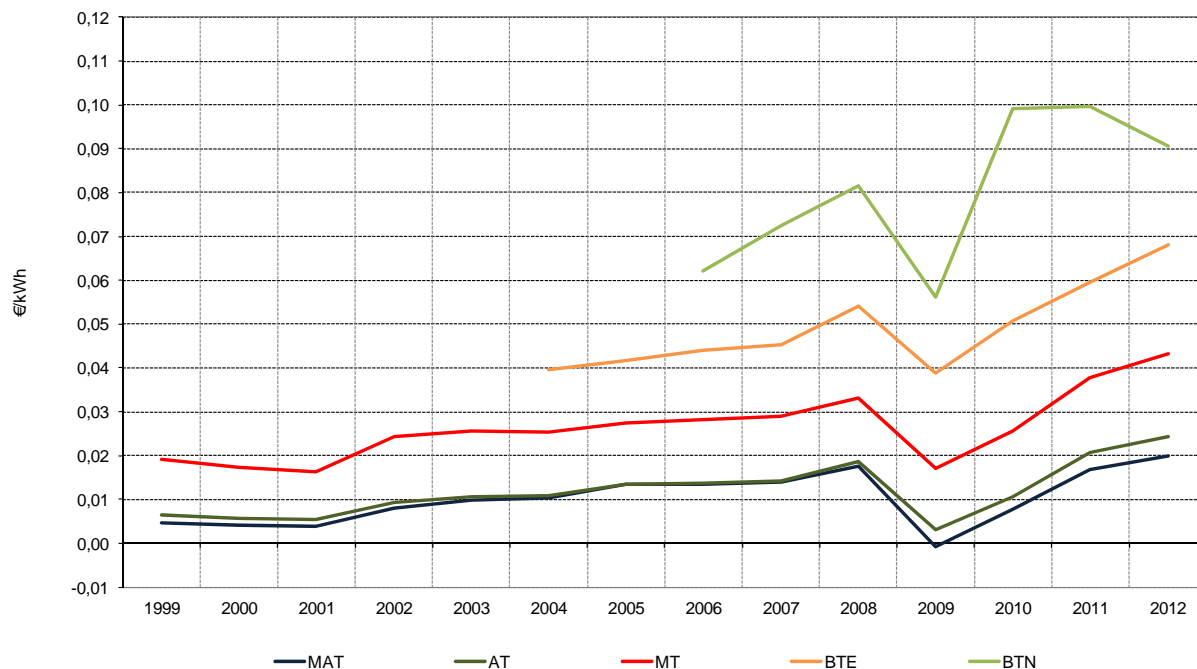
No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 13,2%, 12,3%, 8,3%, 7,9% e 6,9%, respetivamente.

**Figura 7-26 - 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 10,8%, 9,9%, 6,0%, 6,2% e 5,5%, respetivamente, a preços constantes de 2011.

Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços constantes de 2011)



No quadro seguinte apresenta-se a evolução das tarifas de Acesso às Redes, desde 1999.

Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variação 2012/1999
MAT	real	100	88	83	169	206	217	285	287	298	373	-15	165	357	420	320%
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	475	568	468%
AT	real	100	89	82	141	162	167	209	211	219	285	48	163	318	375	275%
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	424	506	406%
MT	real	100	91	85	127	134	133	144	147	151	173	89	134	198	227	127%
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	265	307	207%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	105	111	114	137	98	128	150	172	72%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	98%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	-	100	116	131	90	159	160	146	46%
	nominal	-	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	159	59%

7.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

7.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO ENTRE 2011 E 2012

Nas figuras seguintes é apresentada a evolução do preço médio da energia elétrica das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do comercializador de último recurso, representada através de três estados, a saber:

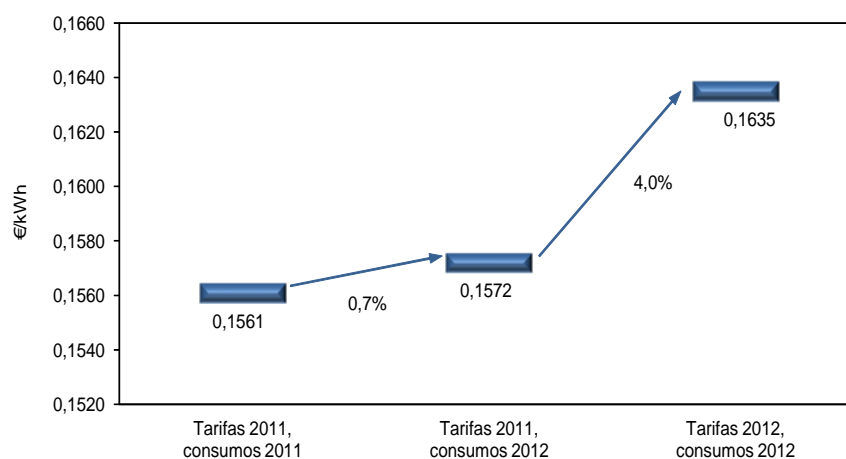
- Preços médios obtidos por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN de 2011 publicadas em dezembro de 2010.
- Preços médios resultantes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN de 2011 aos consumos de 2012.
- Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN a vigorarem em 2012.

Conforme se ilustra no Quadro 7-4 e na Figura 7-28, em 2012, verificar-se-á uma subida de 4,0% (incluindo o efeito da tarifa social) nas tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do comercializador de último recurso, relativamente às tarifas de 2011, a que corresponde uma variação de 4,8% no preço médio.

**Quadro 7-4 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do
comercializador de último recurso
2012/2011**

Estado e características	Tarifas 2011, consumos 2011	Tarifas 2011, consumos 2012	Tarifas 2012, consumos 2012
Proveitos (10 ⁶ EUR)	3 147	2 978	3 098
Consumo (GWh)	20 163	18 946	18 946
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1561	(2) 0,1572	(3) 0,1635
Variação (%)		(2)/(1) = 0,7%	(3)/(2) = 4,0%

**Figura 7-28 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do
comercializador de último recurso
2012/2011**



Variação preço médio = 4,8%

Variação tarifária = 4,0%

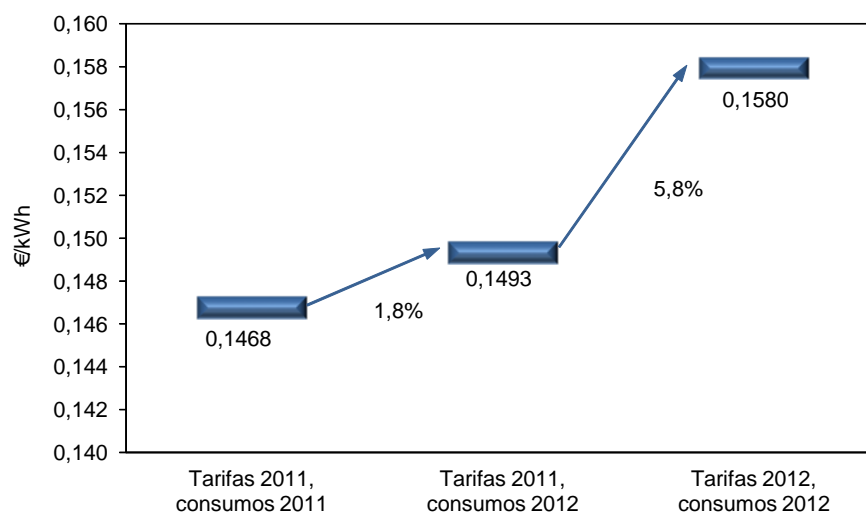
O primeiro estado representado corresponde à situação prevista em dezembro de 2010 para vigorar em janeiro de 2011, em que a proveitos permitidos de 3 147 milhões de euros e a consumos de 20,2 TWh corresponde o preço médio de 0,1561 €/kWh.

No segundo estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2012. Mantendo os preços das tarifas de 2011, a evolução da estrutura de consumos origina um aumento de 0,7% no preço médio. No último estado apresenta-se o preço médio que se irá observar em 2012, 0,1635 €/kWh, e a variação tarifária de 4,0%.

Em seguida apresentam-se figuras com a evolução do preço médio entre 2011 e 2012, para o detalhe da Baixa Tensão (Figura 7-29 a Figura 7-31). Para os clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA ocorrem variações de 5,8%, enquanto que para os clientes em BTN com

potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA as variações são de 3,6%. Em IP, o acréscimo tarifário é de 7,1%.

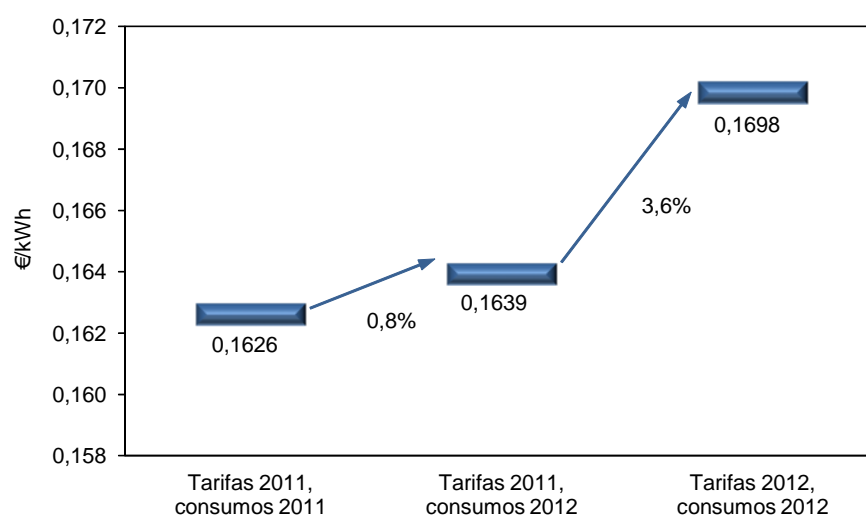
Figura 7-29 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA)
2012/2011



Variação preço médio = 7,6%

Variação tarifária = 5,8%

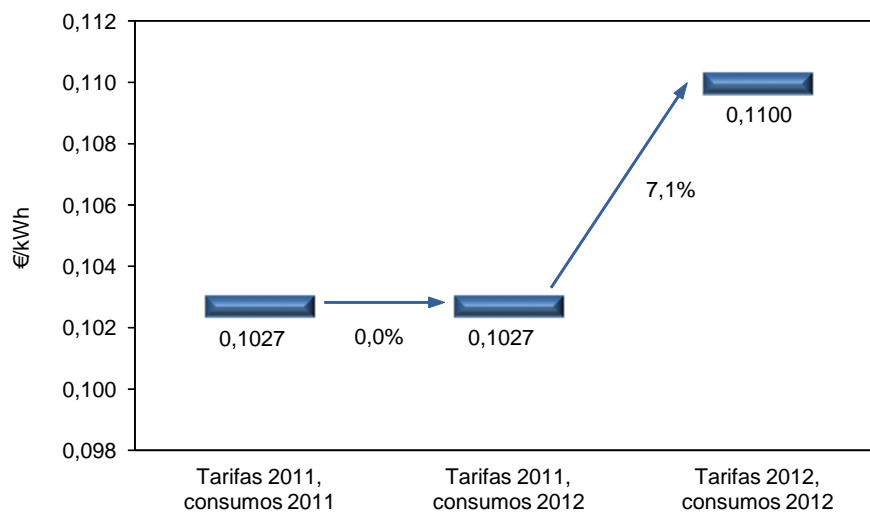
Figura 7-30 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN sem IP ($\leq 20,7$ kVA)
2012/2011



Variação preço médio = 4,5%

Variação tarifária = 3,6%

Figura 7-31 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em IP 2012/2011



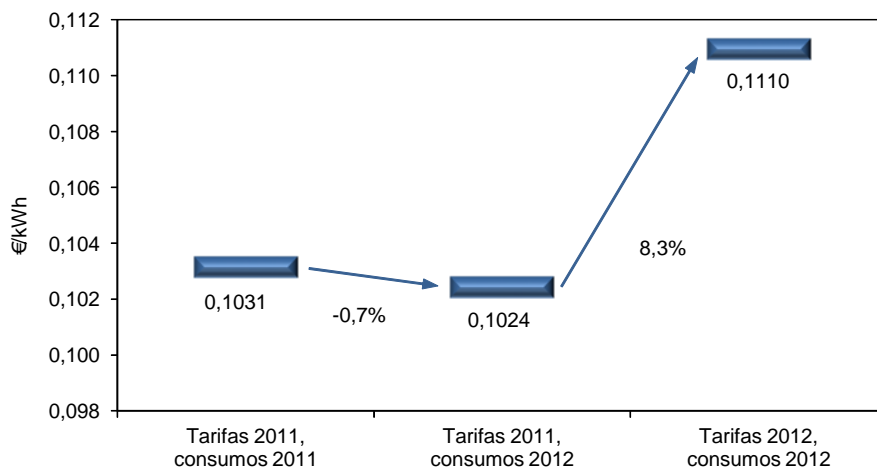
Variação preço médio = 7,1%

Variação tarifária = 7,1%

7.3.2 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO NAS TARIFAS TRANSITÓRIAS

Em seguida apresentam-se figuras com a evolução do preço médio entre 2011 e 2012, para as tarifas transitórias em MT e BTE (Figura 7-32 e Figura 7-33). As variações não são analisadas para MAT e AT na medida em que para estes níveis de tensão os fornecimentos ao abrigo das tarifas transitórias são considerados marginais. Para MT e BTE observam-se variações de 8,3%.

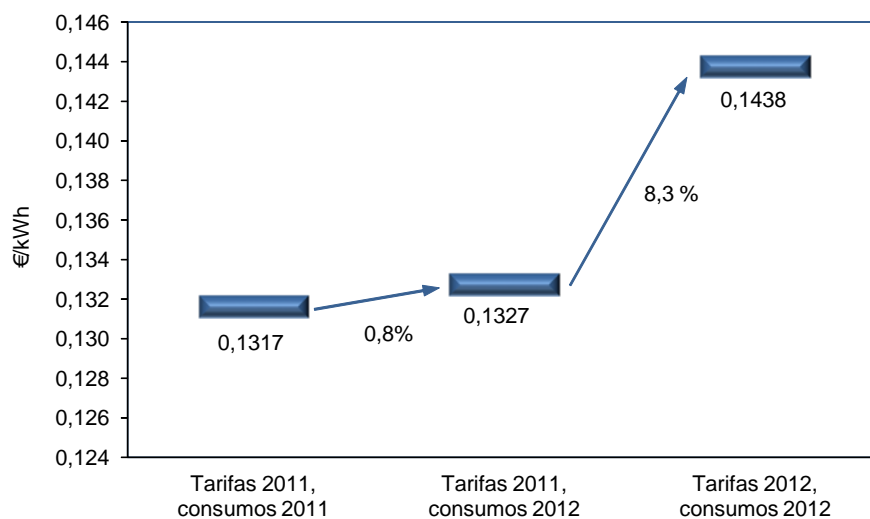
**Figura 7-32 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em MT
2012/2011**



Variação preço médio = 7,6%

Variação tarifária = 8,3%

**Figura 7-33 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTE
2012/2011**



Variação preço médio = 9,2%

Variação tarifária = 8,3%

7.3.3 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2012

Na Figura 7-34 e na Figura 7-35 apresenta-se para cada nível de tensão a decomposição e a estrutura, por atividade regulada, do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias 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 atividade 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 7-34 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2012

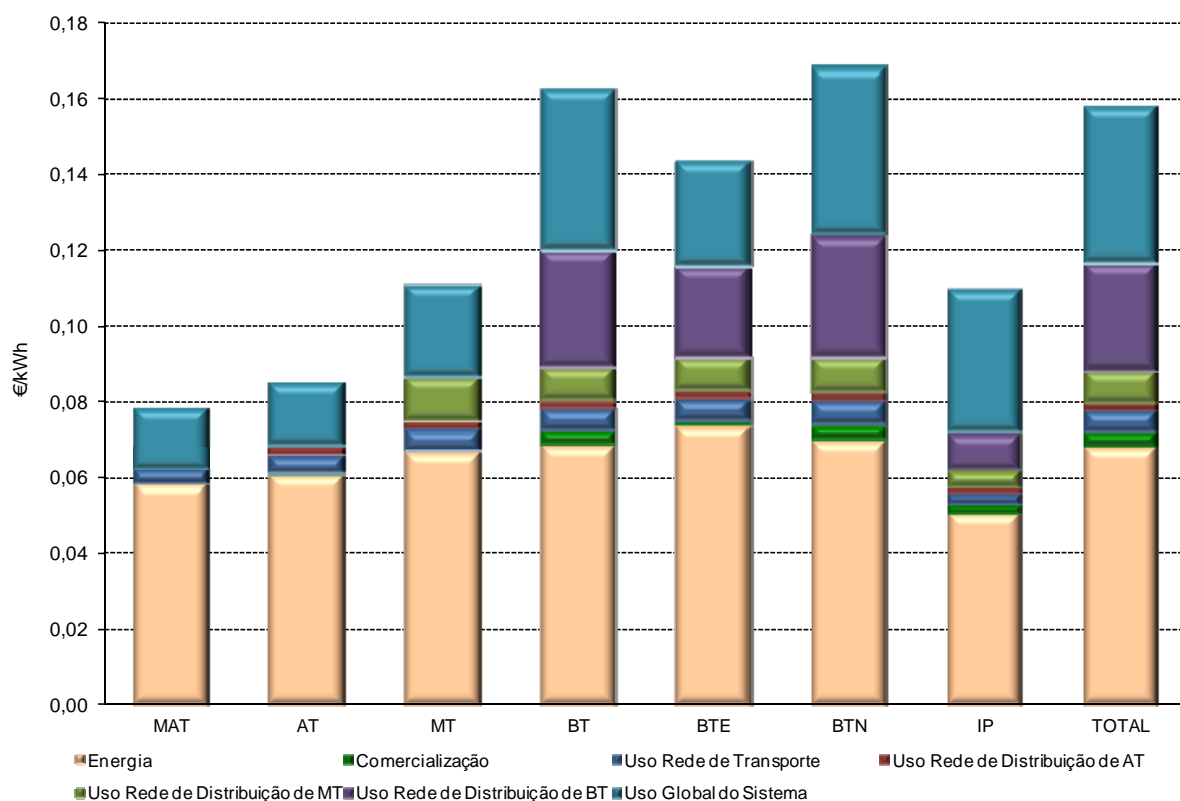
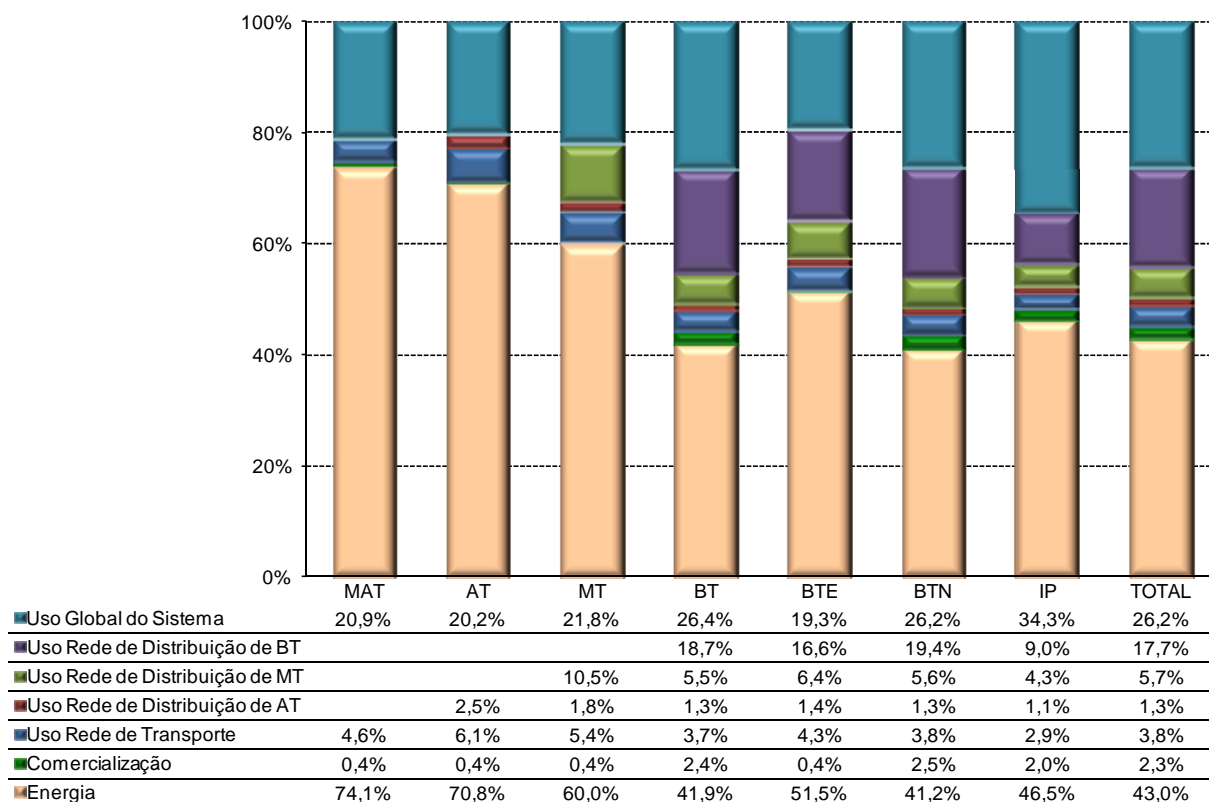


Figura 7-35 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2012



Na Figura 7-36 e na Figura 7-37, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso nas parcelas: Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade dos mercados.

Figura 7-36 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2012, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade dos mercados

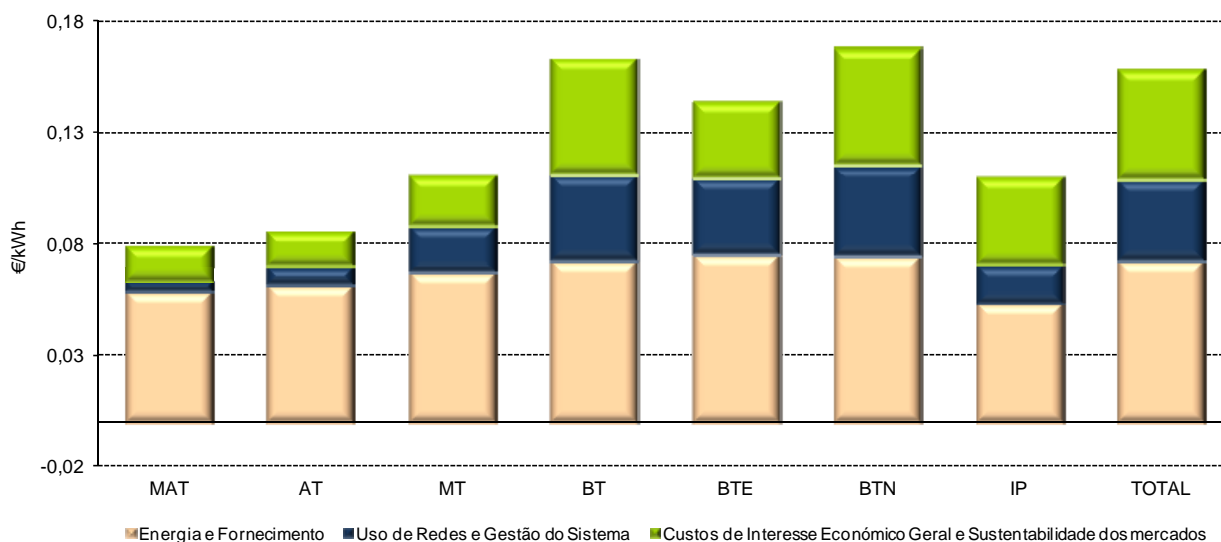
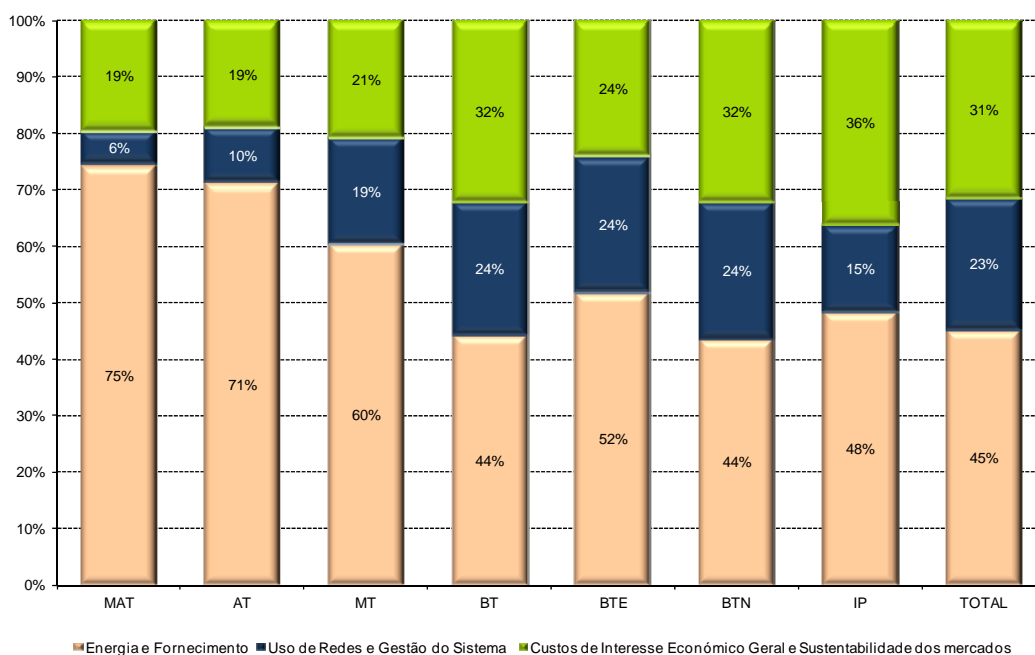


Figura 7-37 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais e das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2012, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral e Sustentabilidade dos mercados



7.3.4 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 1990 E 2012

A Figura 7-38 e a Figura 7-39 apresentam a evolução verificada nas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso desde 1990 até 2012, 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 global de fornecimentos de 2012, 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 efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

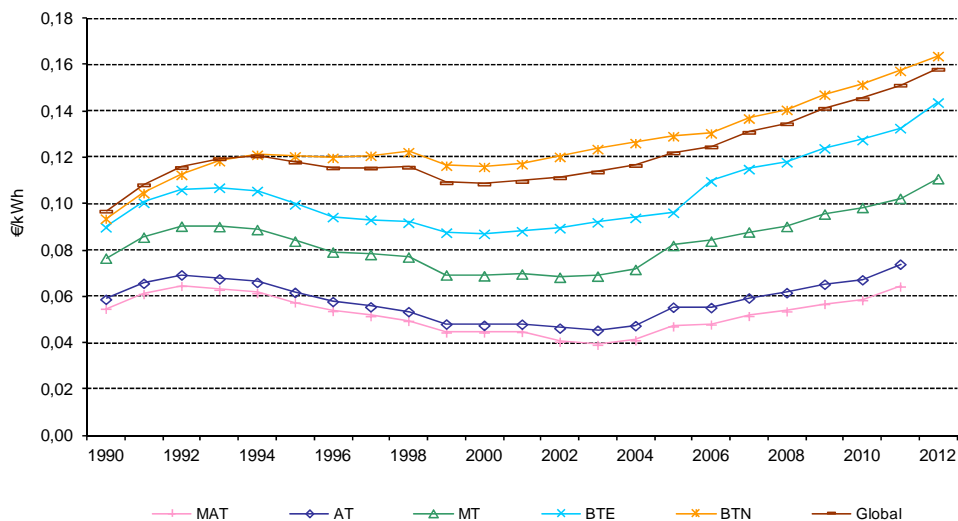
Para os níveis de tensão MAT e AT, os preços médios apresentados incluem, até 2001, o desconto praticado na fatura. Os preços apresentados incluem também o efeito da aplicação dos ajustamentos trimestrais entre 2002 e 2005.

Os preços médios em 2006 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais excecionais, revistas em julho de 2006 de modo a dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 90/2006 que estabeleceu novas regras para a repercussão dos sobrecustos com a produção em regime especial de origem renovável.

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 motivadas pela cessação dos CAE e o início da aplicação dos CMEC.

Em 2012 os preços médios apresentados para MT e BTE são os das tarifas transitórias.

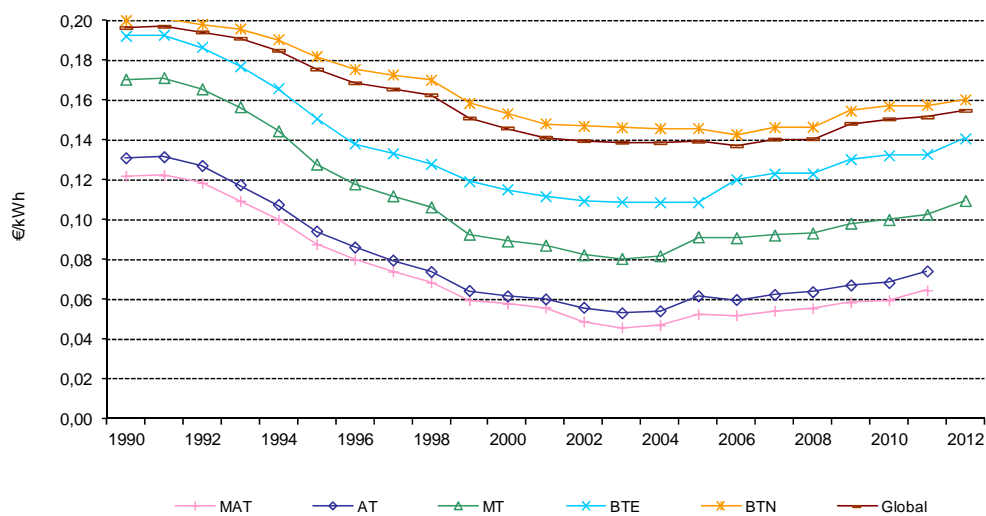
Figura 7-38 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes de 2011 (Figura 7-39), o preço médio global registou desde 1990 até 2012 uma redução média anual de 1,0%. Em 2012, o preço médio global é cerca de 79% do verificado em 1990.

Em MT, BTE e BTN, os preços médios em 2012 são cerca de 64%, 73% e 80% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-39 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2011)



TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014

Análise do impacto das decisões propostas

Finalmente, no quadro seguinte apresenta-se a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, desde 1998.

Quadro 7-5 - 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	2010	2011	2012	Variação 2012/1998*	
MAT	real	100	87	84	82	71	67	69	77	76	79	81	85	87	94	---	-6%
	nominal	100	90	90	90	82	79	83	95	97	104	108	115	118	130	---	30%
AT	real	100	87	83	81	76	72	73	84	81	84	86	91	93	100	---	0%
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	138	---	38%
MT	real	100	87	84	82	77	76	77	86	85	87	88	92	94	96	103	3%
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	133	144	44%
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	102	103	104	110	10%
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	144	156	56%
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	93	94	-6%
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	129	134	34%
Global	real	100	93	90	87	86	85	85	86	84	86	86	91	93	93	95	-5%
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	131	136	36%

* Para MAT e AT apresenta-se a variação entre 1998 e 2011

7.4 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

7.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 2011 E 2012

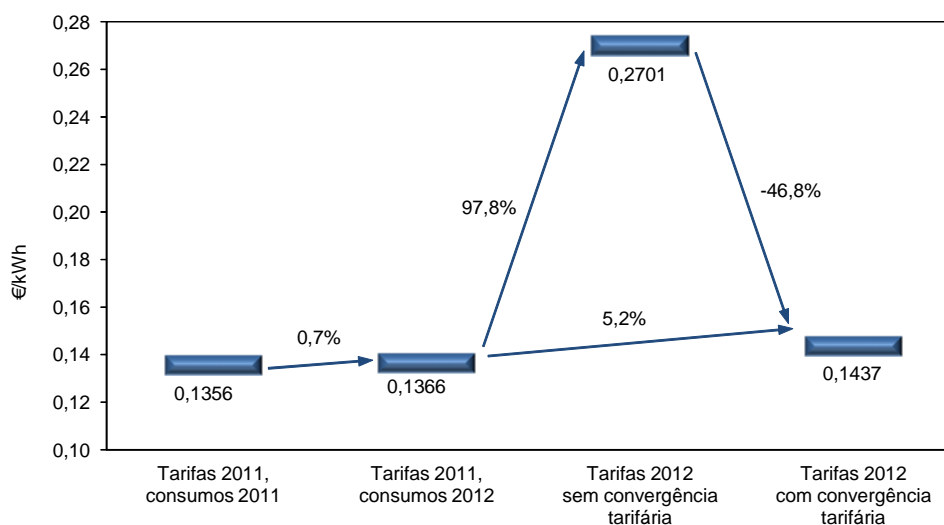
Em 2012, os preços de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 5,2%, relativamente a 2011, conforme se ilustra no Quadro 7-6 e na Figura 7-40.

Quadro 7-6 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA

Estado e características	Tarifas 2011, consumos 2011	Tarifas 2011, consumos 2012	Tarifas 2012 sem convergência tarifária	Tarifas 2012 com convergência tarifária
Proveitos (10 ³ EUR)	97 575	107 246	212 145	112 845
Consumo (MWh)	719 605	785 339	785 339	785 339
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1356	(2) 0,1366	(3) 0,2701	(4) 0,1437
Variação (%)		(2)/(1) = 0,7%	(3)/(2) = 97,8%	(4)/(2) = 5,2%

Nota: Os valores apresentados não consideram as tarifas transitórias em vigor em 2011.

Figura 7-40 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA



Variação preço médio = 6,0%

Variação tarifária = 5,2%

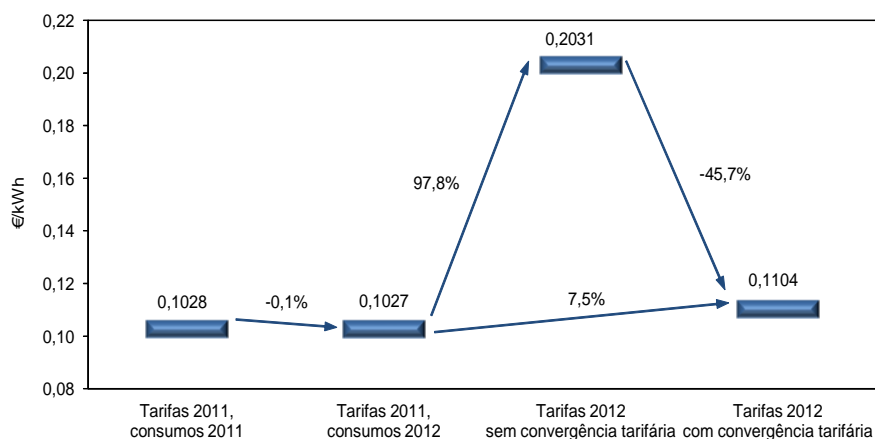
Esta variação tarifária pode ser representada pela evolução de quatro estados, a saber:

- Preço médio publicado em dezembro de 2010 para vigorar em 2011.
- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2011 aos consumos de 2012.
- Preço médio das tarifas, em 2012, 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 2012, após convergência tarifária com as tarifas de Venda a Cliente Finais de Portugal continental.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2011 e 2012 é determinada a partir do preço médio previsto para 2012 (com convergência tarifária) e do preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2011 aos consumos previstos para 2012.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2011 e 2012 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-41 a Figura 7-45). Ocorrem variações de 7,5% em MT, 7,4% em BTE, 4,2% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA, 4,0% para clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA (sem IP e incluindo o efeito da tarifa social) e 7,2% em IP.

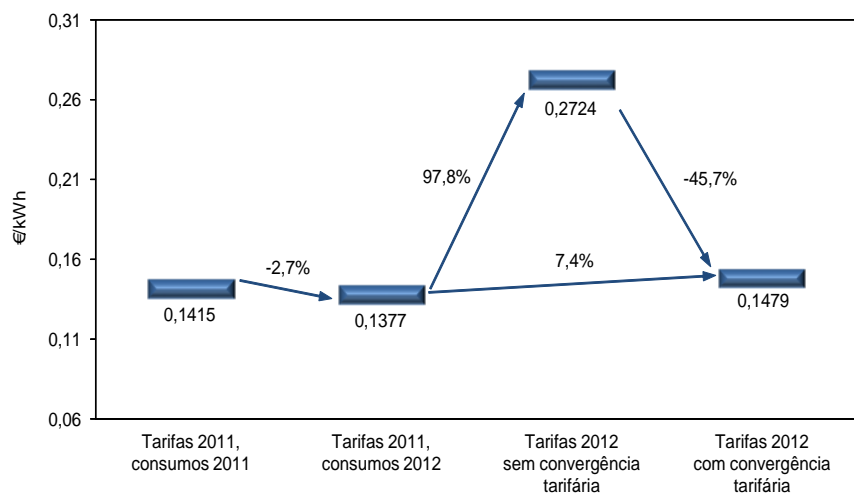
Figura 7-41 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA



Variação preço médio = 7,3%

Variação tarifária = 7,5%

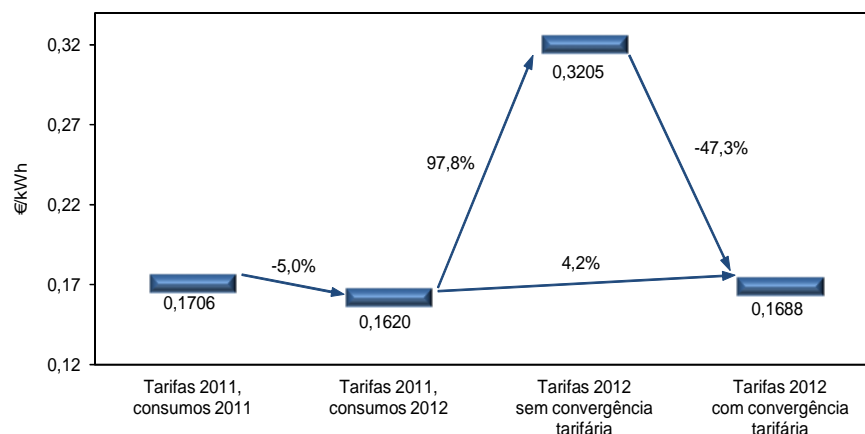
Figura 7-42 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA



Variação preço médio = 4,5%

Variação tarifária = 7,4%

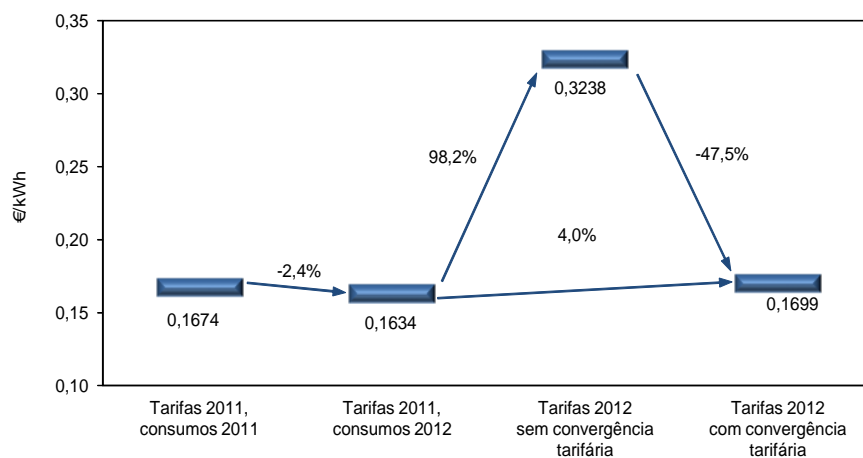
Figura 7-43 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAA



Variação preço médio = -1,0%

Variação tarifária = 4,2%

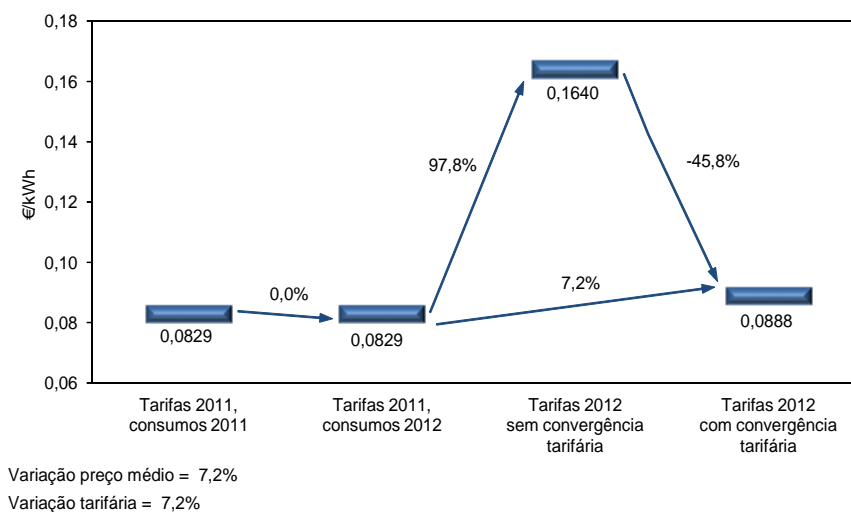
Figura 7-44 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP ($\leq 20,7$ kVA) na RAA



Variação preço médio = 1,5%

Variação tarifária = 4,0%

Figura 7-45 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAA



7.4.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 1990 E 2012

A Figura 7-46 e a Figura 7-47 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2012, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN (incluindo IP).

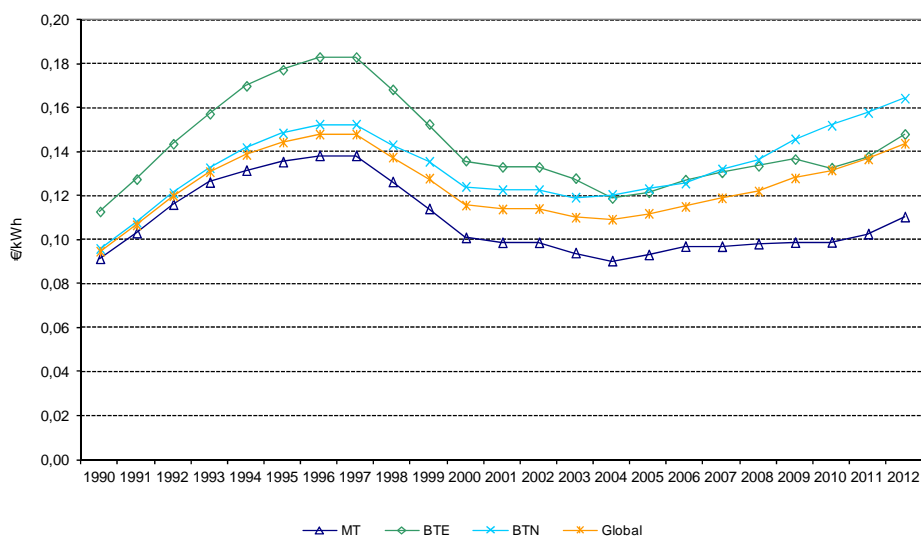
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2012, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo 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 elétrica 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 elétrico às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

No período compreendido entre 1990 e 2012, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,9%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais, 2,5%, a preços correntes. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de 1,2% e de 0,9% ao ano, respetivamente.

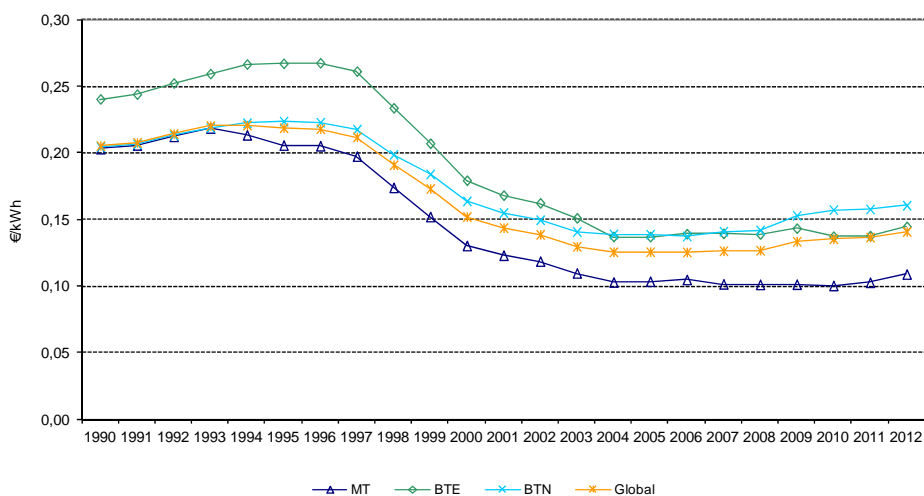
**Figura 7-46 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
(preços correntes)**



A preços constantes (Figura 7-47), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2005. Entre 1990 e 2012, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 1,7%, sendo o valor de 2012 cerca de 68,6% do verificado em 1990.

Em MT, os preços médios em 2012 são cerca de 53,6% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2012 são cerca de 60,1% e 78,5% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

**Figura 7-47 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
(preços constantes de 2011)**



*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Análise do impacto das decisões propostas

No quadro seguinte apresenta-se ainda a evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA desde 2002.

Quadro 7-7 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão

Tarifas	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Varição 2012/2002	
MT	real	100	92	87	87	88	86	85	85	87	92	-8%	
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	104	112	12%
BTE	real	100	93	84	84	86	86	86	88	85	85	89	-11%
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	104	111	11%
BTN	real	100	94	93	93	92	94	95	102	105	105	107	7%
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	129	134	34%

7.5 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

7.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 2011 E 2012

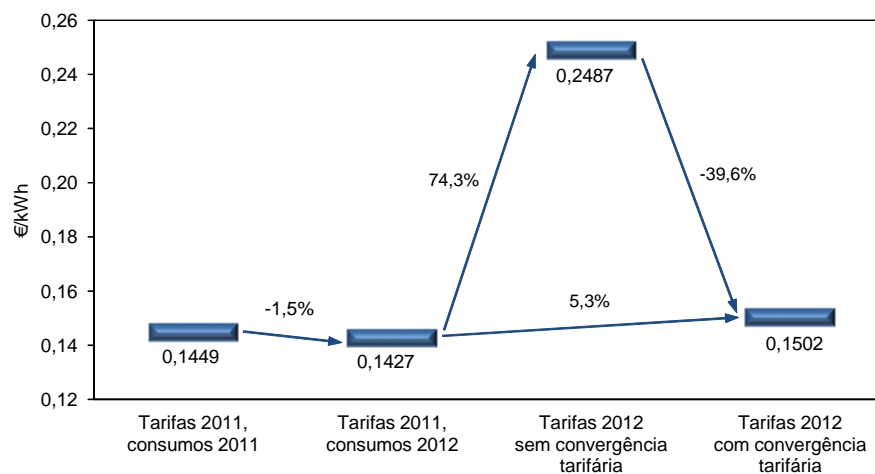
Em 2012 os preços de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 5,3%, relativamente a 2011, conforme se ilustra no Quadro 7-8 e na Figura 7-48. O preço médio apresenta uma subida de 3,7% devido à variação tarifária e alteração da estrutura de consumos.

Quadro 7-8 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM

Estado e características	Tarifas 2011, consumos 2011	Tarifas 2011, consumos 2012	Tarifas 2012 sem convergência tarifária	Tarifas 2012 com convergência tarifária				
Proveitos (10 ³ EUR)		116 997	121 895	212 458	128 329			
Consumo (MWh)		807 593	854 219	854 219	854 219			
Preço médio (€/kWh)	(1)	0,1449	(2)	0,1427	(3)	0,2487	(4)	0,1502
Varição (%)			(2)/(1) =	-1,5%	(3)/(2) =	74,3%	(4)/(2) =	5,3%

Nota: Os valores apresentados não consideram as tarifas transitórias em vigor em 2011.

Figura 7-48 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM



Variação preço médio = 3,7%
Variação tarifária = 5,3%

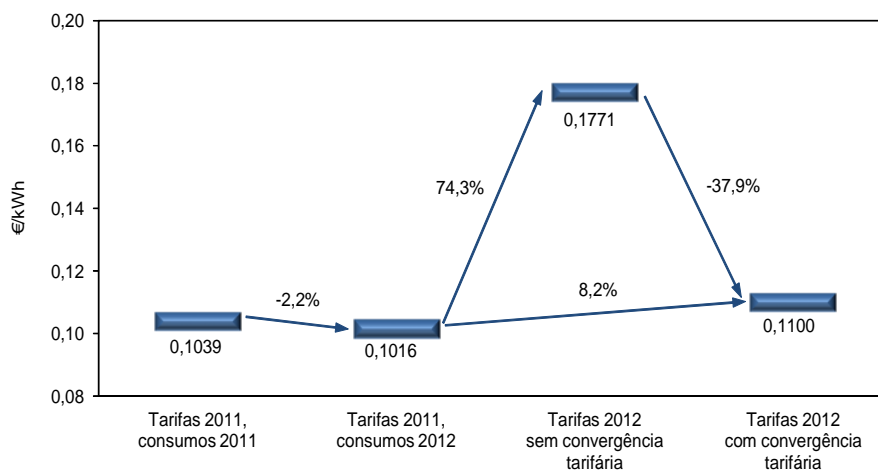
Esta variação tarifária pode ser representada pela evolução de quatro estados, a saber:

- Preço médio publicado em dezembro de 2010 para vigorar em 2011.
- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2011 aos consumos de 2012.
- Preço médio das tarifas, em 2012, 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 2012, após convergência tarifária com as tarifas de Venda a Cliente Finais de Portugal continental.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2011 e 2012 é determinada a partir do preço médio previsto para 2012 (com convergência tarifária) e do preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2011 aos consumos previstos para 2012.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2011 e 2012 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-49 à Figura 7-53). Ocorreram variações por nível de tensão de: 8,2% em MT, 7,4% em BTE, 4,6% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA, 3,5% para os clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA (sem IP e incluindo o efeito da tarifa social) e 7,1% para os clientes em IP.

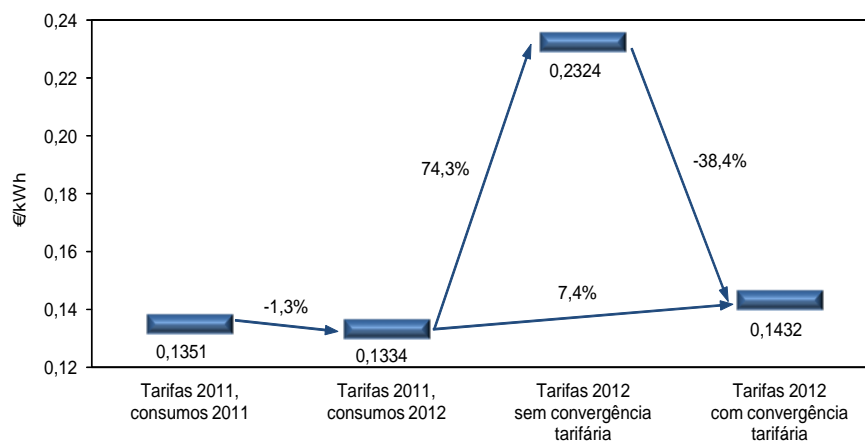
Figura 7-49 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM



Variação preço médio = 5,9%

Variação tarifária = 8,2%

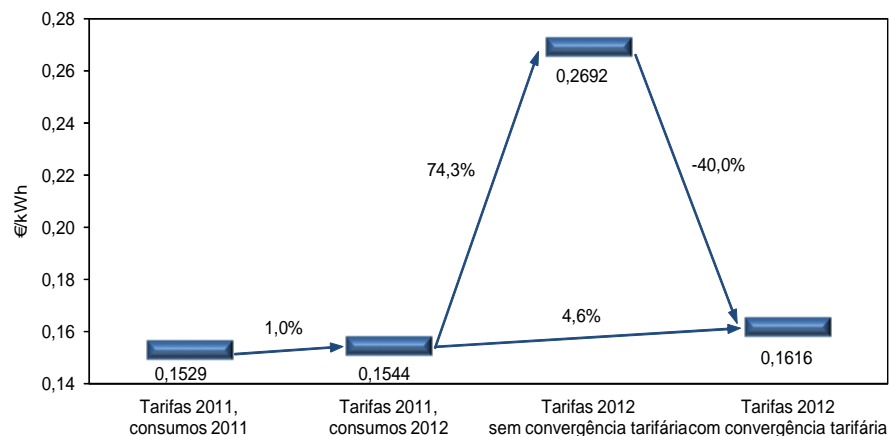
Figura 7-50 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM



Variação preço médio = 6,0%

Variação tarifária = 7,4%

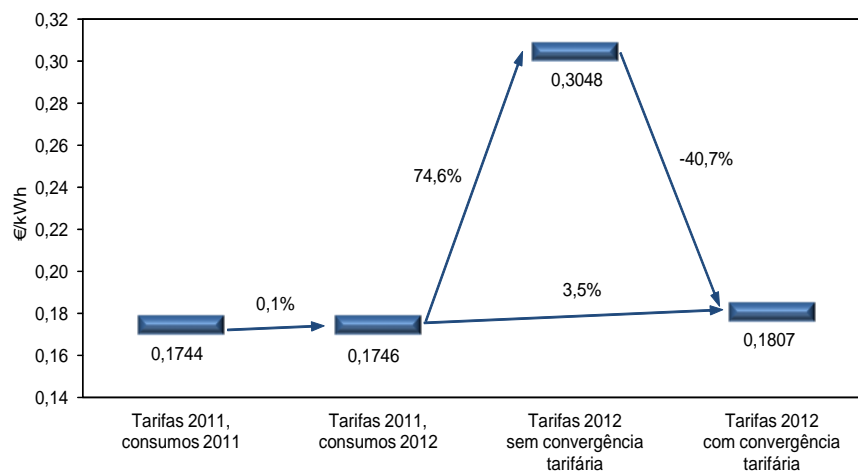
Figura 7-51 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM



Variação preço médio = 5,7%

Variação tarifária = 4,6%

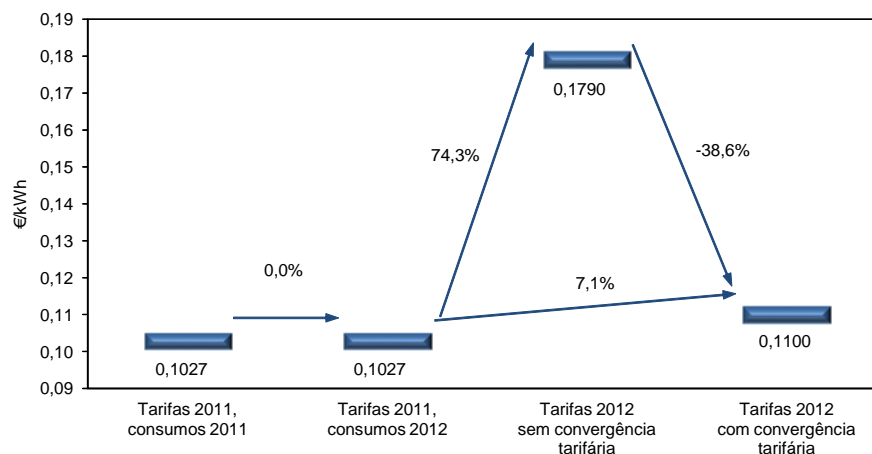
Figura 7-52 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN s/ IP ($\leq 20,7$ kVA) na RAM



Variação preço médio = 3,6%

Variação tarifária = 3,5%

Figura 7-53 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em IP na RAM



Variação preço médio = 7,1%
Variação tarifária = 7,1%

7.5.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 1990 E 2012

A Figura 7-54 e a Figura 7-55 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2012, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN (incluindo IP).

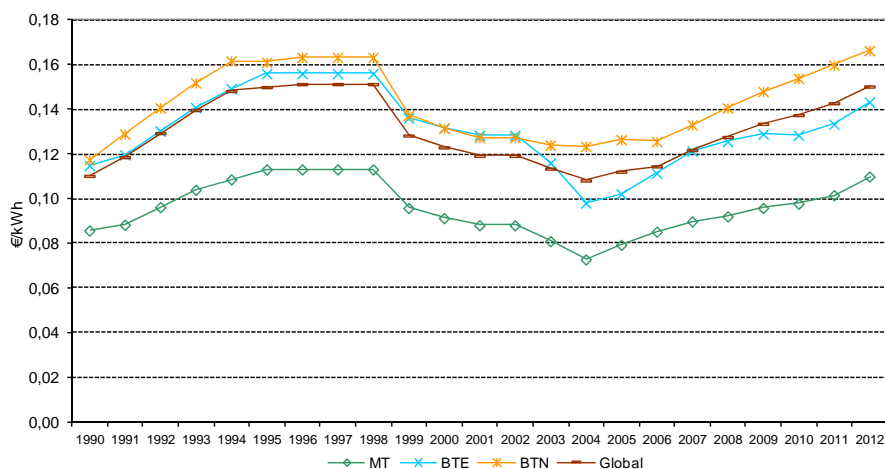
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2012, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão. No entanto, o ano de 2012 tem em conta a estrutura de consumos do próprio ano.

Até 1995 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1999 e 2003 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 elétrica 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 elétrico às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

No período compreendido entre 1990 e 2011, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,4%, com a BTN a registar os maiores acréscimos médios anuais e BTE e MT acréscimos médios anuais mais moderados (1,6%, 1,0% e 1,1%, respetivamente), a preços correntes.

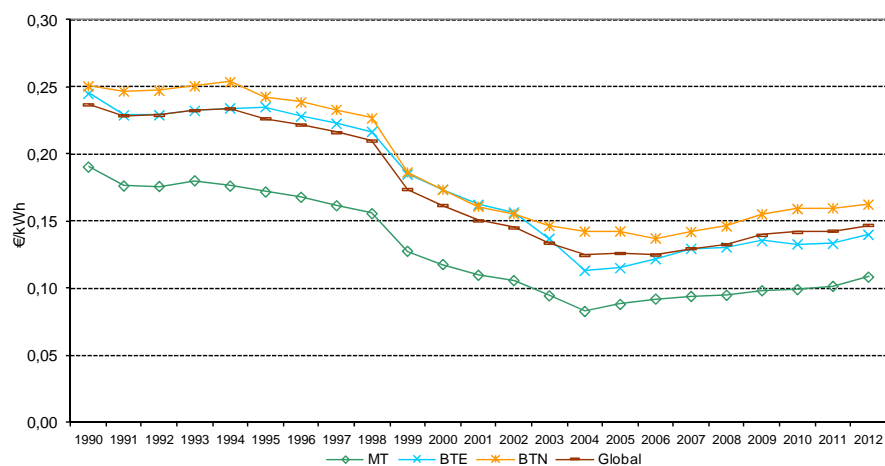
**Figura 7-54 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão
(preços correntes)**



A preços constantes (Figura 7-55), entre 1990 e 2012, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 2,1%, sendo o valor de 2012 cerca de 62% do valor verificado em 1990.

Os preços médios de MT, em 2012, encontram-se 56,9% abaixo dos verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2012 são cerca de 57,1% e 64,8% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

**Figura 7-55 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão
(preços constantes de 2011)**



No quadro seguinte apresenta-se ainda a evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAM, desde 2002.

Quadro 7-9 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão

Tarifas	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Variação 2012/2002	
MT	real	100	89	78	83	87	89	90	93	94	96	102	2%
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	115	125	25%
BTE	real	100	87	72	74	78	83	83	86	85	85	89	-11%
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	104	112	12%
BTN	real	100	94	92	92	88	91	94	100	102	103	105	5%
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	125	131	31%

7.6 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

Na Figura 7-56 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental, da RAA e da RAM de 2011 e de 2012. Estes preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para 2012. Assim, a evolução entre 2011 e 2012 corresponde à variação tarifária em cada região.

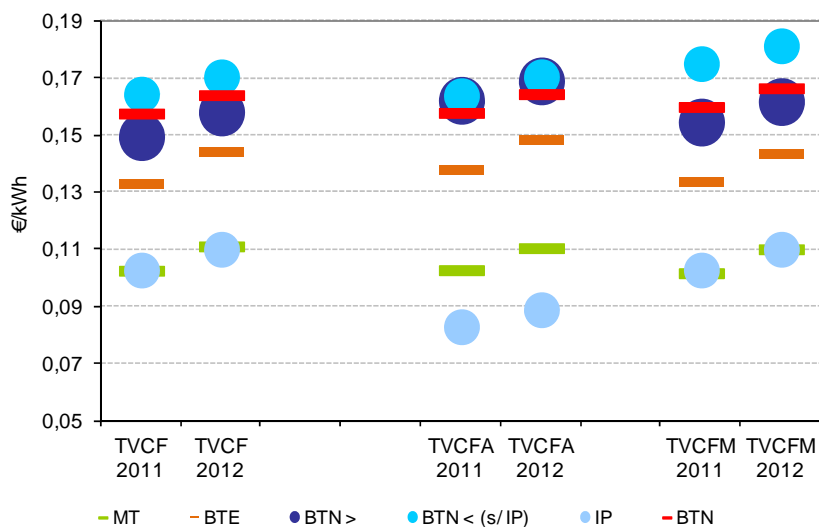
Importa referir que os preços médios de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, apresentados nas figuras supracitadas, resultam da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2011 e 2012 à estrutura de consumos do Continente e de cada Região Autónoma.

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 7-57 e seguinte.

Para os fornecimentos em BTN são consideradas em Portugal Continental as TVCF do comercializador de último recurso. Para os fornecimentos em BTE e MT adotam-se para Portugal Continental as tarifas aditivas determinadas pela soma das tarifas de acesso com os preços de energia e comercialização.

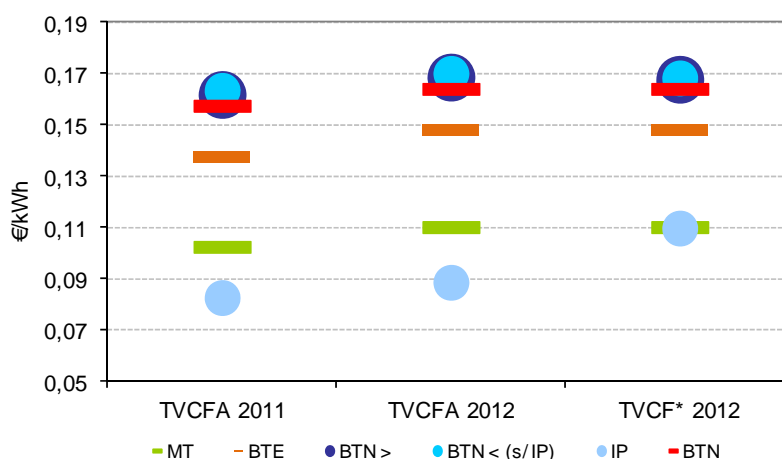
Figura 7-56 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2011 e 2012



Notas: BTN> significa fornecimentos em BTN para potências contratadas superiores a 20,7kVA
 BTN< significa fornecimentos em BTN para potências contratadas até a 20,7kVA.

Na Figura 7-57 e na Figura 7-58 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 7-57 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAA e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva estrutura de consumos

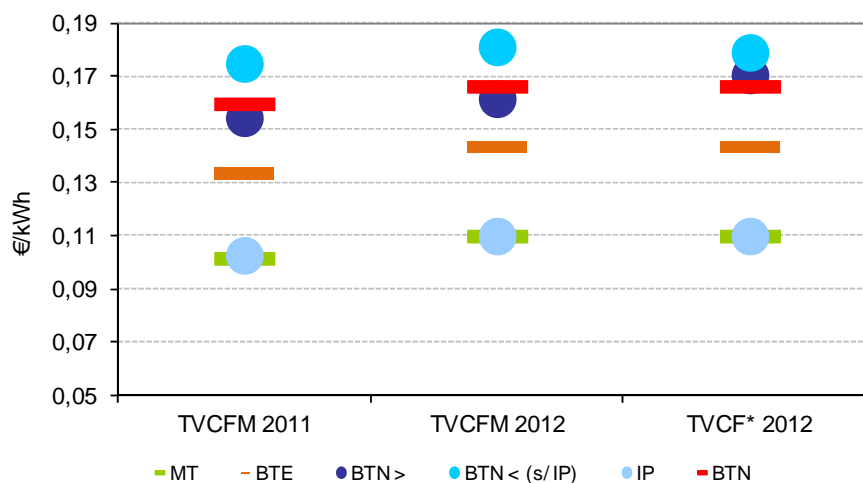


Legenda:

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 7-58 - Preços médios por tipo de fornecimento da RAM e preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental corrigidos da respetiva 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

Desde 2002, ano em que as atribuições de regulação da ERSE passaram a incluir as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a uniformidade tarifária tem vindo a ser implementada de forma gradual. Em 2010 atingiu-se uma efetiva convergência em termos do preço médio para os tipos de fornecimento de MT, BTE e BTN, que continua a ser preservada em 2012.

Presentemente, encontra-se assegurada a convergência em preço médio, o mecanismo de convergência tarifária irá assegurar que, no curto prazo, passe a ser garantida uma convergência efetiva nos preços das diferentes variáveis de faturação para cada tipo de fornecimento.

7.7 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL, EM 2012

7.7.1 ANÁLISE DOS CUSTOS

Os custos de política energética, de estabilidade, de sustentabilidade e de interesse económico geral condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica. Estes custos são incluídos nas

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Análise do impacto das decisões propostas

tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia elétrica e em 2012 atingem 1,7 mil milhões de euros²⁷.

O valor líquido com os custos de política energética e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de 2012 atingem 2,3 mil milhões de euros e são os seguintes:

- Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica 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 de concessão pela distribuição em baixa tensão.
- Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de energia elétrica.
- Custos com os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.
- Custos com os terrenos afetos ao domínio público hídrico (amortização e remuneração).
- Custos com mecanismo de Garantia de Potência.
- Custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A.
- Custos com a Autoridade da Concorrência (AdC).
- Custos com 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).
- Amortização e juros do défice tarifário, relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores em 2006 e 2007 não repercutidos nas tarifas.
- Amortização e juros do défice tarifário, relativo aos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira em 2006 e 2007 não repercutidos nas tarifas.
- Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão, relativo a 2006.
- Amortização e juros do défice tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal, relativo a 2007.
- Custos inerentes à atividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado.

²⁷ Custos de política energética e de interesse económico geral (2 299 milhares de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (-488 milhares de euros) + Alisamento do sobrecusto da PRE (-938 milhares de euros) + Diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC (141 milhares de euros).

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Análise do impacto das decisões propostas

-
- 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 custos com as medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados incluídos em tarifas 2012 totalizam 487,9 milhões de euros e dizem respeito a:

- Amortização e juros referente à repercussão nas tarifas elétricas dos custos diferidos de anos anteriores, respeitantes à aquisição de energia elétrica, ao longo de um período de 15 anos, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.
- Amortização e juros referente à 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, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.
- Ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso, referentes a 2009 e a 2010, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados.
- Tarifa Social.
- Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do CUR a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do ORD.
- Sobreprovento associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro.

Alisamento dos custos da PRE incluídos em tarifas 2012 e o diferimento da parcela de acerto dos CMEC totalizam -939,0 milhões de euros e -141,5 milhões de euros, respetivamente.

A generalidade destes custos encontra-se integrada 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 clientes de energia elétrica em função da energia consumida, com exceção dos custos da produção de energia elétrica em regime especial a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) e dos CMEC. Os custos da produção de energia elétrica 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 elétrica em função da potência contratada.

Os encargos com as rendas de concessão pela distribuição em BT são pagos pelos clientes 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.

**TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014**

Análise do impacte das decisões propostas

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.

O Quadro 7-10 apresenta a evolução dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia elétrica.

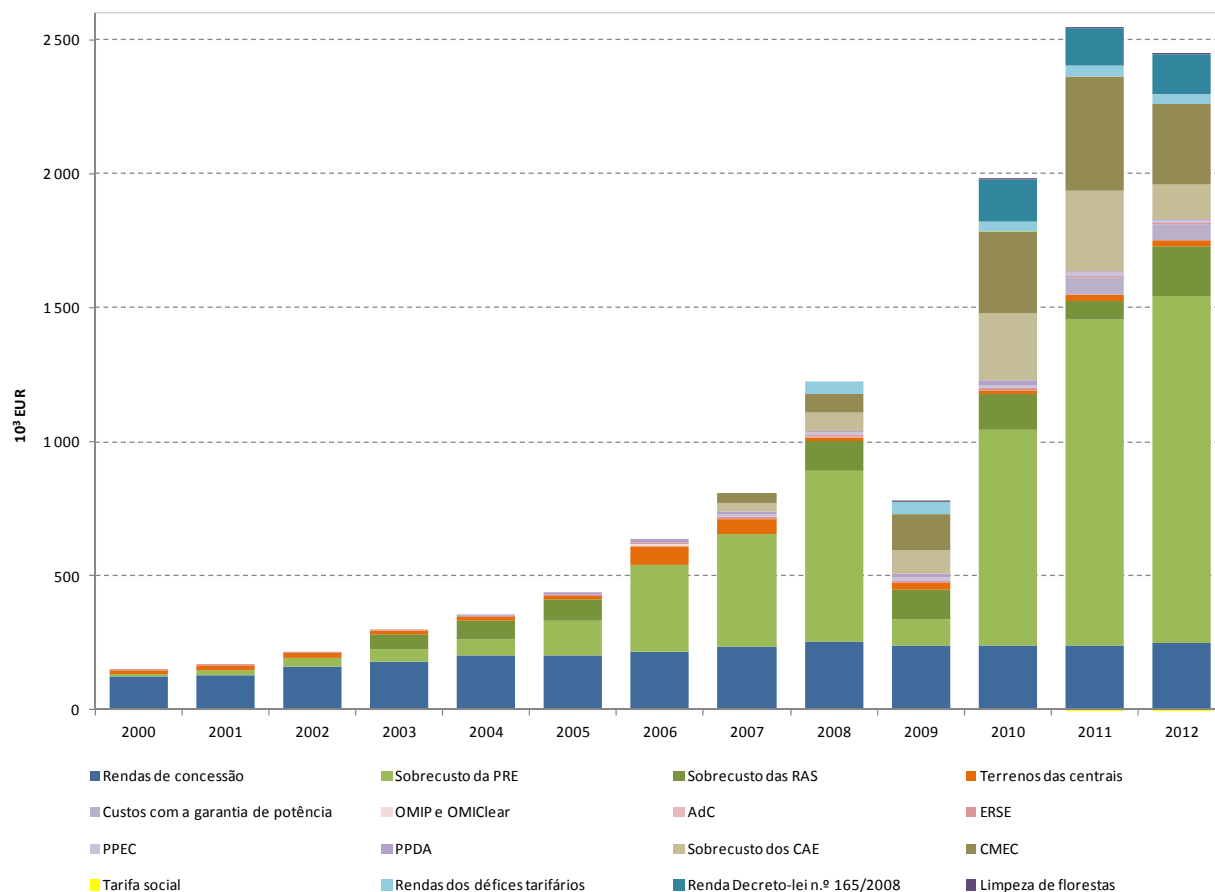
**Quadro 7-10 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral
incluídos nas tarifas para 2012**

	Unidade: 10 ³ EUR		
	2011	2012	Variação 2012/2011
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	2 406 301	2 301 897	-4,3%
Sobrecusto da PRE	1 214 040	1 294 540	6,6%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	427 550	296 250	-30,7%
Sobrecusto dos CAE	299 839	133 631	-55,4%
Rendas de concessão da distribuição em BT	240 740	248 231	3,1%
Sobrecusto da RAA e da RAM	69 240	183 429	164,9%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	19 769	20 300	2,7%
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 441	19 963	2,7%
Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	6 789	677	-90,0%
Terrenos das centrais	24 205	23 525	-2,8%
Custos com a garantia de potência	62 814	60 426	-3,8%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	11 500	11 500	0,0%
ERSE	6 399	5 112	-20,1%
Gestão das faixas de combustível	3 567	3 675	3,0%
OMIP e OMIClear	0	232	
Autoridade da Concorrência	409	407	-0,4%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-365 492	488 140	
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	140 881	148 142	
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	104 830	110 174	
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	36 051	37 968	
Medidas de sustentabilidade de mercados	-445 870	350 307	
Diferencial extinção TVCF	-2 467	1 004	
Sobreproveito	-53 729	-5 249	
Tarifa social	-4 308	-6 064	
Alisamento dos custos da PRE	-180 806	-939 005	
Reposição gradual da reclassificação da cogeração FER	-180 806	0	
Alisamento do sobrecusto da PRE	0	-939 005	
Diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC	0	-141 480	
Total	1 860 003	1 709 552	-8,1%

Da análise do quadro anterior, conclui-se que o sobrecusto da PRE é a componente com maior impacte para o acréscimo destes custos.

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.

Figura 7-59 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999



Notas: ^[1] Em 2009 inclui-se o efeito do Decreto-Lei n.º 165/2008 (447 M€) e do Despacho do MEI de Outubro 2008 (50 M€).

^[2] Em 2010 e 2011 estão incluídas as rendas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.

^[3] Em 2012 está incluído o diferimento da parcela de acerto dos CMEC e o alisamento dos sobrecusto da PRE.

No quadro seguinte apresenta-se o peso dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental²⁸.

²⁸ A faturação da Energia e Comercialização no mercado liberalizado foi obtida considerando que o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

Quadro 7-11 - Peso dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental em 2012

	2012
Custos de política energética e de interesse geral	36,6%
Sobrecusto da PRE	20,6%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	4,7%
Sobrecusto dos CAE	2,1%
Rendas de concessão da distribuição em BT	3,9%
Sobrecusto da RAA e da RAM	2,9%
Custos com a garantia de potência	1,0%
Rendas dos défices tarifários de 2006 e 2007	0,3%
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	0,3%
Outros custos de política energética e interesse geral	0,7%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	7,8%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	2,4%
Medidas de sustentabilidade de mercados	5,6%
Diferencial extinção TVCF	0,0%
Sobreproveito	-0,1%
Tarifa social	-0,1%
Alisamento dos custos da PRE	-14,9%
Reposição gradual da reclassificação da cogeração FER	0,0%
Alisamento do sobrecusto da PRE	-14,9%
Diferimento excecional da parcela de acerto dos CMEC	-2,3%
Total	27,2%

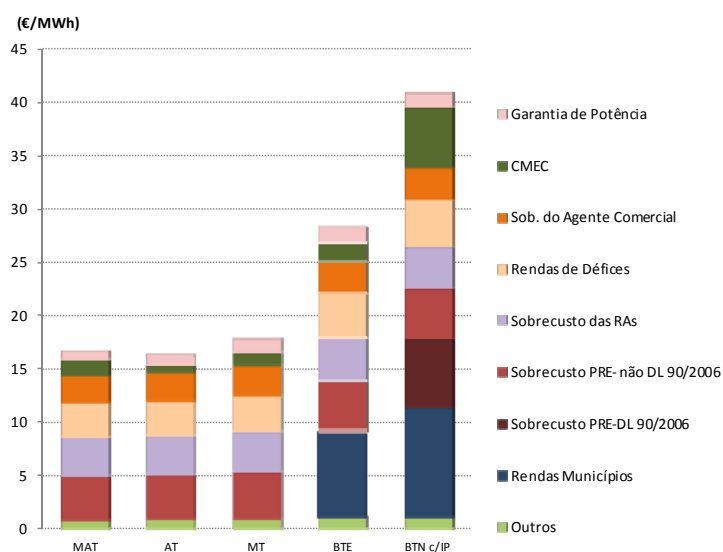
7.7.2 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL EM 2012

As variações da tarifa de Uso Global do Sistema resultam essencialmente de variações dos custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) e da componente associada à sustentabilidade dos mercados.

Os CIEG são, na sua quase totalidade, determinados no âmbito da legislação em vigor.

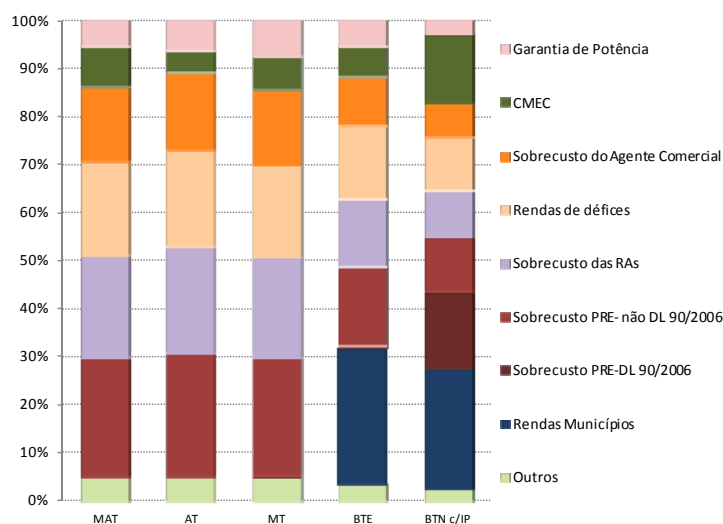
Na Figura 7-60 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2012, destacam-se as seguintes parcelas dos CIEG: sobrecusto da produção em regime especial, custos de manutenção do equilíbrio contratual, garantia de potência, rendas dos municípios, sobrecusto do agente comercial, custos com a convergência tarifária das RAs e rendas dos défices.

Figura 7-60 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2012, decomposto por componente



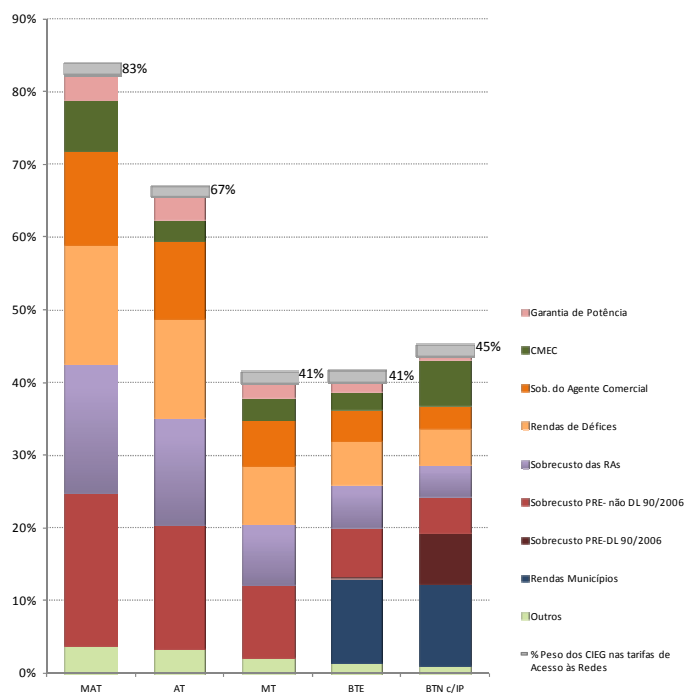
Na Figura 7-61, apresenta-se a estrutura do preço médio dos CIEG para cada nível de tensão.

Figura 7-61 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2012



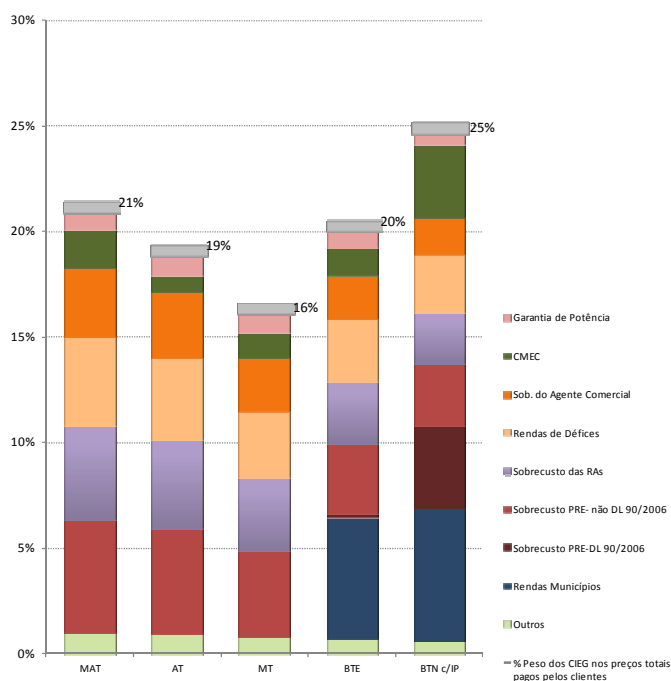
Na Figura 7-62 e na Figura 7-63, apresenta-se, para cada nível de tensão, o impacto dos CIEG na tarifa de Acesso e nos preços totais pagos pelos clientes, respetivamente. Presentemente verifica-se que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes são CIEG.

Figura 7-62 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes



Nos preços pagos em 2012 pelos clientes, estima-se que os CIEG apresentarão um peso entre 16% em MT a 25% em BTN (c/IP).

Figura 7-63 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes



ANEXOS

**ANEXO I
SIGLAS**

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Anexo I

SIGLAS	DEFINIÇÕES
AdC	Autoridade da Concorrência
AEE	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica
AGC	Acordo de Gestão de Consumo
AGS	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica 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	Atividade Comercialização de Energia Elétrica
CIF	Cost, Insurance and Freight
CIRC	Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CPPE	Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade
CR	Tarifas de Comercialização de Redes
DEE	Distribuição de Energia Elétrica
DGEG	Direcção-Geral de Energia e Geologia
DRCIE	Direção 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

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Anexo I

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

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Anexo I

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 Eletricidade 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

*TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA
O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014*

Anexo I

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 elétrica em 2012
- Estrutura tarifária do sector elétrico em 2012
- Ajustamentos referentes a 2010 e 2011 a repercutir nas tarifas de 2012
- Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector elétrico para 2012
- Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014

ANEXO III
PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014”

Parecer sobre
“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2012 e parâmetros para o período de regulação 2012-2014”

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 ¹ (CT) “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*” ²

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. ³

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento ⁴ para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário ⁵, a 17 de Outubro de 2011, o documento contendo a “*Proposta de Tarifas e Preços para Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2012 e parâmetros para o período de regulação 2012-2014*” ⁶, os estudos complementares e a documentação de suporte, cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

Após ter endereçado convite para o efeito aos comercializadores livres e de último recurso, o Conselho Tarifário procedeu à audição, a 9 de Novembro, da EDP Serviço Universal S.A., da EDP Comercial S.A., da IBERDROLA S.A. e da ENDESA Comercialização de Energia S.A.. Enviaram ainda contribuições escritas a FORTIA ENERGIA e a GAS NATURAL FENOSA.

A solicitação do CT, foram ainda disponibilizados, pela ERSE, os seguintes documentos:

1. Projecto de decreto-lei que cria a contribuição do sector electroprodutor para o sistema eléctrico nacional e Projecto de decreto-lei que cria o Fundo para o Equilíbrio e Sustentabilidade do Setor Eléctrico Nacional bem como o Parecer da ERSE sobre os Projetos;
2. Projeto de decreto-lei de diferimento inter-temporal dos CMEC e Parecer da ERSE sobre o mesmo;

¹ Doravante abreviado por CT.

² Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

³ Cf. artigo 48º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

⁴ Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.

⁵ Cf. Ref.: E-Técnicos/2011/429/AT/ao, de 17 de Outubro de 2010.

⁶ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por “documento” ou “proposta”.

3. Resumo do Estudo da KEMA elaborado pela ERSE intitulado “*Definição de custos de referência para a aquisição de fuelóleo nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira*” e documento da ERSE intitulado “*Definição dos Parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas*” bem como o documento da KEMA intitulado “*Study on reference costs and setting efficiency targets in the heavy fuel oil purchase activity.*”

Foi, ainda, distribuído pelo representante da EEM, cópia dum Parecer do Sr. Doutor Professor Eduardo Paz Ferreira, Professor Catedrático da Faculdade de Direito de Lisboa sobre o Despacho do Ministro da Economia e da Inovação, de 3 de Outubro de 2008, que determinou a afetação às empresas insulares de eletricidade de uma parcela do valor de equilíbrio económico-financeiro previsto no art.º 92º do Decreto-lei nº 226-A/2007 e no Despacho do Ministro da Economia e da Inovação nº 16982/2007, de 2 de Agosto.

Posto o que, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

**“ PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS
PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS
PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014 “**

NOTAS PRELIMINARES

1. Na elaboração deste parecer o Conselho Tarifário teve presente que se trata da primeira proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços e de parâmetros de regulação apresentada após Portugal ter feito um pedido de ajuda externa e ter aceite condições para a receber, entre as quais consta um conjunto de medidas na área da energia e que determinará reformulações significativas no sector.
2. O CT, órgão ao qual compete emitir parecer sobre a proposta que lhe é apresentada pela ERSE, não deixa de reconhecer o difícil contexto económico-social difícil que Portugal atravessa e que os acréscimos tarifários propostos representam dificuldades acrescidas.
3. Mantém-se, além do mais, a não recomposição do CT que a revisão da lei orgânica da ERSE permitiria, facto particularmente relevante na discussão em curso por estar em causa não apenas a proposta de tarifas e preços para outros serviços mas, também, a definição dos parâmetros regulatório para o próximo triénio.
4. O CT convidou os comercializadores livres e de último recurso para, por escrito ou presencialmente participarem numa audição e nela elencarem os aspetos que consideravam essenciais acautelar nas tarifas e parâmetros.
5. Recomenda o Conselho que a ERSE envide todos os esforços e diligências junto das entidades competentes no sentido da rápida e efetiva alteração da composição deste órgão a fim que o mesmo seja representativo da atual organização do setor.

I

GENERALIDADE

A - CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

1. Os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) condicionam em grande parte, à semelhança dos anos anteriores, a evolução das tarifas de energia elétrica, sendo incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia elétrica e em 2012 atingem o valor total de cerca de 2,3 mil milhões de euros, traduzindo uma inflexão de 4,5% face ao ano anterior.
2. É de realçar que esta descida dos CIEG's em 2012 resulta, essencialmente, do efeito da subida do custo de energia no mercado e não de qualquer alteração estrutural nas suas regras de imputação. Ao valor apresentado, considera ainda a ERSE, em consonância com o disposto no Regulamento Tarifário, os ajustamentos relativos aos custos de energia – ajustamento definitivo para o ano de 2010 e ajustamento provisório de 2011- num montante adicional de 488 milhões de euros.
3. O valor líquido a considerar na fixação de tarifas (1,7 mil milhões de euros) contempla duas medidas legislativas relevantes para o exercício em curso:
 - Diferimento dos sobrecustos da Produção em Regime Especial (PRE), incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores, através do mecanismo de alisamento quinquenal definido no artigo nº 73-A do Decreto-Lei nº 78/2011, de 20 de Junho⁷.
 - Diferimento excecional, para 2013, da parcela de acerto dos CMEC por aplicação do decreto-lei, ainda não publicado, que foi aprovado pelo Conselho de Ministros de 13 de Outubro de 2011⁸.
4. Estas duas medidas resultam, assim, num adiamento de 1080 milhões de euros dos custos a imputar, na sua ausência, ao exercício de 2012. Correspondem, por outro lado, a um avolumar do défice tarifário que os consumidores portugueses terão de suportar com os respetivos juros associados.
5. O CT, no seu parecer do ano anterior, procurou alertar explicitamente que a trajetória dos CIEG assumida ao longo dos últimos anos poderia por em causa a própria sustentabilidade do setor se nenhuma medida de redução estrutural a estes custos fossem equacionadas e aplicadas.

⁷ Esta transferência intertemporal no montante de 939 milhões de euros é remunerada à uma taxa de juro de 5,5%. A anuidade do alisamento considerada nas tarifas em 2012 é de 260 milhões de euros.

⁸ Num montante de 141 milhões de euros.



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

6. Também o CT procurou evidenciar a urgência dessas medidas visando desonerar, com tanta intensidade, a evolução das tarifas para os próximos anos. Não pode, assim, deixar o CT de relacionar o recurso a estas novas medidas legislativas de (mero) diferimento de um montante substancial dos CIEG's à necessidade de conter uma situação socialmente inaceitável já em 2012.
7. Os CIEG's, recorda o CT, impactam de forma muito significativa no nível de tensão BTN.
8. Efetivamente, na ausência de qualquer medida de redução dos CIEG's, o diferimento legislativo de uma parcela relevante dos seus custos visou evitar uma variação tarifária muito significativa em 2012. A esse propósito, o CT não pode deixar de recordar que os consumidores finais já impactaram o choque do expressivo aumento do IVA⁹, com um acréscimo na sua fatura na ordem dos 16% a partir de Outubro de 2011.
9. Considera assim o CT que é particularmente gravosa a ausência de qualquer medida legislativa com o objetivo de reduzir, de forma estrutural, os CIEG's no setor elétrico.
10. Reitera, assim, o CT o seu apelo à ERSE para que esta promova as necessárias diligências junto das entidades competentes para a necessidade de medidas visando garantir a sustentabilidade do setor, evitando medidas pontuais e isoladas de diferimento de encargos.
11. Paralelamente, e na sequência do conhecimento dado ao CT dos "*Projecto lei que cria a contribuição do setor electroprodutor para o sistema elétrico nacional*" e "*Projecto lei que cria o Fundo para o Equilíbrio e Sustentabilidade do Setor Elétrico Nacional*" bem como dos Pareceres da ERSE sobre os mesmos, o CT acolheria e apoia estas medidas complementares como um contributo positivo para a recuperação da sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional.
12. Como anteriormente referenciado, o país encontra-se condicionado por um conjunto de obrigações constantes no "Memorando de Entendimento" firmado com a comumente chamada "Troika" (FMI, BCE e CE), no âmbito do programa de assistência financeira solicitado pelo governo português em Abril de 2011.¹⁰
13. No documento inicial subscrito pelo Governo, são aceites significativas revisões do regime tarifário, nomeadamente dos CIEGs, as quais são reafirmadas e aprofundadas nas recomendações feitas pela Troika após o primeiro período de análise. Apesar disso, não há vestígio dessas exigências, nem na Proposta agora submetida à apreciação do Conselho Tarifário, nem nos documentos que a suportam.

⁹ A eletricidade passou a ser taxada à taxa máxima de IVA de 23% contra os anteriores 6%.

¹⁰ O acordo (*MEMORANDUM OF UNDERSTANDING ON SPECIFIC ECONOMIC POLICY CONDITIONALITY*) aborda as políticas e instrumentos a aplicar ao setor energético em Portugal e aponta orientações.



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

B - LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO

1. A Resolução do Conselho de Ministros nº 34/2011, de 1 de Agosto, procede à definição do calendário para a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de eletricidade a clientes em baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA e superior ou igual a 10,35 kVA, a partir de 1 de Julho de 2012. Define, de igual modo e para os restantes clientes de BTN, a extinção a partir de 1 de Janeiro de 2013 das tarifas reguladas de venda de eletricidade aos clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA¹¹.
2. O CT salienta, contudo, que uma liberalização em condições insatisfatórias do ponto de vista das forças concorrenciais prejudica os consumidores finais pelo que o CT considera e apoia a análise do nível de concorrência efetivo no setor, com vista a assegurar um elevado nível de concorrência.
3. O CT recomenda, nesse sentido, que a ERSE enfatize e contribua para esse diagnóstico, provavelmente numa ação conjunta com o Regulador para a Concorrência (Autoridade da Concorrência).
4. Finalmente, nunca será demais recomendar a edificação de mecanismos transitórios que assegurem um processo de liberalização sem sobressaltos: não é de crer que o mercado tenha capacidade para absorver perto de 6 milhões de consumidores no curto prazo.
5. A previsão de tarifas provisórias na BTN durante um período de tempo suficiente é uma condição mínima para o sucesso da transição.

II

ESPECIALIDADE

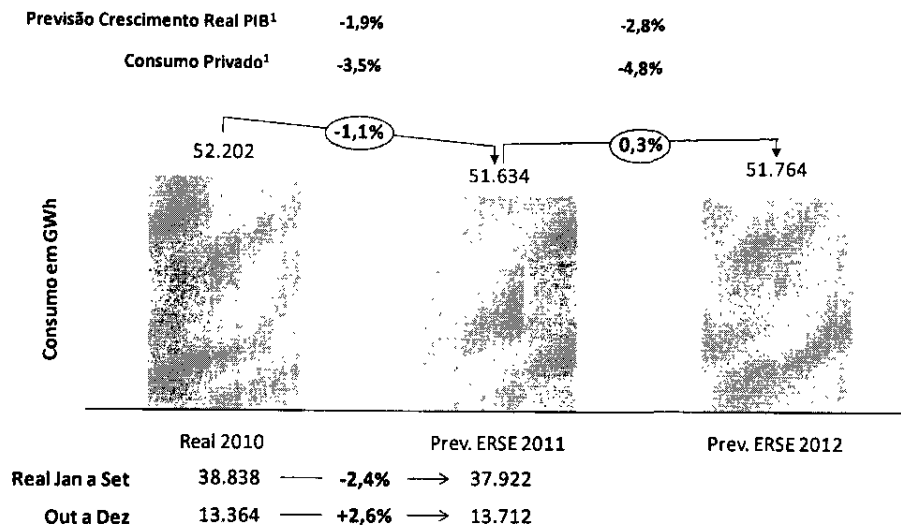
II/A - Evolução do Consumo

1. Para o consumo referido à emissão em Portugal Continental, o nível apresentado pela ERSE para 2011 implicaria uma quebra de apenas 1,1% face ao valor publicado pela REN em 2010. Face à evolução registada nos primeiros nove meses do ano (-2,4%), o referido valor implicaria um crescimento de 2,6% no último trimestre, em relação ao período homólogo. Após uma estimativa demasiado otimista para 2011, segue-se uma projeção de crescimento de 0,3% em 2012, claramente incoerente com as mais recentes projeções macroeconómicas.¹²

¹¹ Esta resolução está em consonância com o programa de apoio externo à economia portuguesa, o qual também insiste numa rápida liberalização do setor elétrico.

¹² As previsões constantes do Orçamento de Estado para 2012 apontam para um agravamento do PIB de -1,9% em 2011 para -2,8% em 2012 e um agravamento do consumo privado de -3,5% em 2011 para -4,8% em 2012.

FIGURA 1 – Evolução do Consumo referido à emissão previsto pela ERSE entre 2010 e 2012



Fonte: ERSE, REN
¹ Ministério das Finanças – Relatório do Orçamento de Estado 2012 – outubro 2011

- O detalhe por nível de tensão mostra que os valores da ERSE estão particularmente otimistas no caso da Baixa Tensão (BT), tendo em conta a realidade recente (quebra de 4,7% nos primeiros nove meses de 2011 face ao período homólogo). Para os níveis de tensão mais altos, o agravamento da situação económica em 2012 deverá igualmente implicar um nível de consumo inferior ao previsto.
- Para os anos posteriores a 2012, as trajetórias apresentadas pela ERSE parecem também pouco coerentes, na medida em que implicam quebras significativas no ano 2013 — no caso dos níveis de tensão mais elevados (energia saída das redes AT e MT, incluindo fornecimentos à rede BT), a quebra apresentada é de 7%.
- No que tange às Regiões Autónomas as previsões seguidas pela ERSE na proposta são as apresentadas pelas empresas reguladas em Junho de 2011.

II/B - Financiamento de desvios

- Na proposta tarifária para 2012, a ERSE propõe aplicar para financiamento dos ajustamentos de 2011 uma taxa que corresponde à taxa Euribor a 12 meses acrescida de um *spread* de 2% no Continente e de um *spread* 2,5% nas Regiões Autónomas, o que representa uma taxa de financiamento de aproximadamente 4% a 4,5%. Quando comparado com o *spread* aplicado aos ajustamentos de 2010, o *spread* proposto pela ERSE para 2011 reflete um aumento de 75 p.b. a 125 p.b..

2. A crise da dívida soberana e os sucessivos *downgrades de rating* da dívida do Estado português têm provocado impactos no *rating* das empresas nacionais. O aumento do risco percebido pelos agentes de mercado sobre a dívida do Estado português e das empresas nacionais tem como consequência o encarecimento do custo da dívida, bem como maior dificuldade de acesso ao crédito.

FIGURA 2 – Evolução do spread das Yields das OT vs. Midswap e dos CDS da República Portuguesa

	2010	2011	Delta 2011-2010
Spread yields OTs vs. midswap a 5 anos (pb)	167,9	814,2	646,3
CDS a 5 anos (pb)	206,7	678,5	471,8
Spread yields OTs vs. midswap a 2 anos (pb)	123,2	855,0	731,8
CDS a 2 anos (pb)	231,0	742,8	511,8

Média diária ocorrida entre 1 de Janeiro a 30 de Setembro de cada ano

3. Os desvios tarifários geram necessidades de tesouraria, que dado o seu valor significativo, em regra são colmatados com financiamento bancário de curto prazo. Adicionalmente, o atual contexto dos mercados, em que sobressai a falta de liquidez da banca portuguesa, traduz-se num custo do financiamento muito superior ao que a ERSE agora propõe com impacto no equilíbrio financeiro das Empresas.

II/C - Proveitos permitidos

II/C1 - REN *Trading*

1. O objeto da *REN Trading* é a gestão dos dois contratos de aquisição de energia eléctrica (CAE) remanescentes, a saber, os contratos celebrados com a Turbogás e com a Tejo Energia.
2. O Conselho tem defendido, desde sempre, a necessidade de se realizarem as melhores previsões possíveis, de forma a evitar que, por um lado, se gerem desvios a recuperar mais tarde com juros e, por outro, se gerem necessidades de tesouraria que têm que ser cobertas com fundos próprios ou com financiamento bancário (a título de exemplo, nas tarifas de 2011 dos 300 milhões de euros de sobrecusto CAE, cerca de 100 milhões de euros dizem respeito a recuperação de desvios de 2009 e 2010).
3. Entre as previsões assumidas pela ERSE na sua proposta no caso Turbogás é assumido que esta: (i) consiga vender a sua produção a 69€/MWh enquanto para o preço médio base no mercado foi considerado um valor de 57,30 €/MWh, (ii) produza acima do nível de *take or pay* de gás natural prevendo em simultâneo um custo variável na ordem dos 65,61 €/MWh.



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TERTÁRIO

4. A previsão de que esta central venda a um preço médio superior ao do custo variável não tem acontecido nos dois últimos anos nem a ERSE prevê que ocorra em 2011. A margem de venda desta central acima do preço base é reduzida e a ser considerada a margem prevista pela ERSE será gerado um défice.

II/C2 – Transporte

a) Custos de referência

1. O mecanismo de custos de referência¹³, incentiva o operador da rede de transporte a um melhor desempenho apresentando vantagens para a empresa e para os consumidores devendo o operador da rede de transporte apresentar um relatório de auditoria que valide as características físicas, as entradas em exploração, a valorização a custos de referência e respectivos custos reais.
2. O CT constata que a ERSE não aceitou alguns dos pressupostos descritos nos relatórios de auditoria por considerar que não se enquadram no Despacho sem no entanto explicitar as razões dessas incompatibilidades, razão porque o CT recomenda uma maior interação entre a ERSE e as empresas envolvidas de forma a clarificar este tipo de situações.
3. A experiência adquirida no período regulatório 2009-2011 com a aplicação deste mecanismo permite retirar ilações sobre a sua implementação, ao mesmo tempo que constitui um processo de aprendizagem importante principalmente num contexto de definição de novos parâmetros, sendo fundamental avaliar o seu desenho conceptual, identificar eventuais constrangimentos a ele associadas e apresentar soluções que permitam conjugar os interesses da empresa e dos consumidores.
4. O CT verifica que, para o próximo triénio regulatório, o único parâmetro que a ERSE considerou necessário alterar foi o do fator de eficiência, que passou de 0,75% para 1,5%, sem qualquer justificação/contextualização para a sua alteração tendo em conta a experiência adquirida no período regulatório 2009-2011.

b) Custos operacionais

1. No que diz respeito ao incentivo ao OPEX o fator de eficiência de 1,5% ao ano é justificado pela ERSE com a ineficiência ocorrida no período de regulação em curso, 2009-2011, que a ERSE calcula em 5,7%¹⁴, com base em valores de custos reais obtidos pela ERSE, e que diferem dos valores ocorridos enviados pela REN e constantes do relatório de auditoria de 2010.

¹³ Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de Setembro com aplicação aos projectos com entrada em exploração desde 1 de Janeiro de 2009.

¹⁴ Documento "Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014", p.52.



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

FIGURA 3 – Base de custos da REN

	Média dos valores 2009-2011	Desvio relativamente aos custos aceites
Custos aceites	41 364	
Valores ocorridos ^(a)	41 277	0,2%
Valores ERSE ^(b)	43 847	-5,7%

Notas:

^(a) Valores sujeitos a revenue cap, excludi compensação entre ORT, custos com PPDA, limpeza de florestas e desvio de linhas

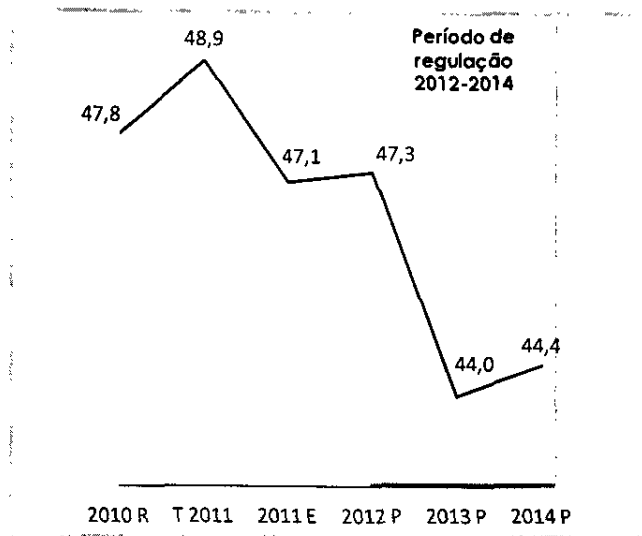
^(b) Documento "Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014", p. 52

2. O CT considera que a proposta apresentada no que se refere ao nível de eficiência obtido no triénio em curso e ao previsto para o próximo período regulatório carece de sólida justificação.
3. O CT recomenda uma reanálise dos fatores de eficiência propostos, tendo em atenção os custos efetivamente ocorridos. Independentemente das justificações apresentadas, os objetivos traçados na proposta de custos de operação e manutenção (O & M) da atividade de transporte de um agravamento do fator de eficiência de 0,5% ao ano para 1,5% associada a uma redução nos investimentos de substituição pode pôr em causa a qualidade dos serviços de O&M, com implicações na qualidade de serviço e na continuidade do abastecimento dos consumos.

II/C3 - Distribuição

1. O CT reconhece como positivas as alterações introduzidas pela ERSE no modelo de regulação a aplicar à EDP Distribuição no período de regulação 2012-2014.
2. No entanto, a ERSE ao considerar para 2012 um valor de energia distribuída 1,6 TWh acima do valor justificado pela EDP Distribuição, que não é muito consistente nem com a realidade atual nem com as mais recentes perspectivas de evolução da economia portuguesa, coloca em causa os proveitos aceites para o período de regulação 2012-2014.
3. A previsão da ERSE ao nível das redes de distribuição observa uma quebra de consumo entre 2010 e 2011, de 47,8 TWh para 47,1 TWh, um crescimento para 47,3 TWh em 2012 e uma queda abrupta para 44 TWh em 2013, não se encontrando justificação para uma retoma do consumo prevista para 2012.

FIGURA 4 – Energia distribuída¹⁵



4. No período de regulação que agora termina (2009-2011), a própria ERSE reconhece uma estimativa de perda de proveitos permitidos da EDP Distribuição de 61 milhões de euros que podem vir a atingir 78 milhões de euros no final de 2011, de acordo com as estimativas atuais da EDP Distribuição. Relativamente ao próximo período de regulação 2012-2014, já se perspectiva uma perda de proveitos caso não seja ajustada a previsão de 2012.
5. O CT sublinha a necessidade de ajustar o valor dos parâmetros, tendo em conta uma previsão de consumos mais consentânea com as previsões macroeconómicas.

II/C4 - Comercialização de Último Recurso

1. Na atividade de Comercialização, o CT salienta a aproximação dos custos unitários reais com os custos unitários implícitos em tarifas ao longo de 2006 a 2010, tendo a EDPSU, neste último ano, registado ganhos de eficiência significativos.
2. Nas atividades de Comercialização e de Compra e Venda de Energia Eléctrica da EDPSU, os ajustamentos reais do ano de 2010 e os ajustamentos estimados do ano de 2011 que a empresa tem vindo a suportar totalizam na proposta 518 milhões de euros. Sendo este valor bastante significativo, os *spreads* definidos pela ERSE, de 1,25 pontos percentuais para os ajustamentos de 2010 e de 2,00 pontos percentuais para os ajustamentos de 2011, e utilizados no cálculo dos respectivos juros, assumem, no

¹⁵ 2010 R – Consumo real em 2010 – Doc “Caracterização da procura de energia eléctrica”, Pág. 8, Quadro 2.5

2011 T – Consumo 2011 nas Tarifas 2011 – Doc “Proveitos permitidos”, Pág. 75

2011 E – Estimativa consumo 2011: 47.355 – 1.723 + 1.490 = 47.122 GWh

47.355 GWh e 1.723 GWh (MAT): Doc “Caracterização da procura de energia eléctrica”, Pág. 8, Quadro 2.5

1.490 GWh – perdas de 5,97% sobre o consumo BT (24.952 GWh – Doc “Caracterização da procura de energia eléctrica”, Pág. 8, Quadro 2.5)

Perdas 5,97% (estimativa de perdas implícita na energia distribuída utilizada nos parâmetros do cálculo dos proveitos permitidos da DEE para 2012) – Doc “Proveitos permitidos”, Pág. 75

2012 P, 2013 P e 2014 P – Consumo previstos para 2012, 2013 e 2014 – Doc “Parâmetros”, Pág. 114



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

contexto atual dos mercados, uma perda financeira muito relevante com impacto no equilíbrio financeiro da empresa regulada.

3. Tendo em conta a meta de eficiência de 3,5% definida pela ERSE para o período 2012-2014 e os juros associados aos ajustamentos de 2010 e de 2011, o CT recomenda que a ERSE acompanhe com particular atenção o seu impacto na evolução da situação económico-financeira da EDPSU.

II/D - Regiões Autónomas

II/D1 - Convergência Tarifária 2009

1. A compensação tarifária referente a 2009 para a EDA e EEM, contemplava a afetação do montante de 50 milhões de euros, referente ao valor do equilíbrio económico-financeiro, pago pelos centros electroprodutores hídricos (previsto no artigo 92º do Decreto-Lei nº 226-A/2007) à estabilização das tarifas de energia eléctrica, nomeadamente ao pagamento de parte dos custos com a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e o Continente, em conformidade com o despacho do ministro da Economia e Inovação, de 3 de Outubro de 2008.
2. O referido despacho ministerial previa que o pagamento do montante ocorreria, até 31 de Janeiro de 2009, tendo o Conselho Tarifário tomado conhecimento, em 2010, que ainda não havia sido efetuada a transferência do valor previsto para a REN. Até à presente data, esse pagamento ainda não foi efetuado pelo que também não se efetuaram ainda as transferências desse montante para as empresas reguladas das Regiões Autónomas, como é do conhecimento da ERSE.
3. O CT salienta que na sequência da questão levantada no ano passado foi reconhecido pela ERSE que: *"(...) que a mesma pode ter um impacto negativo no equilíbrio económico-financeiro das empresas insulares. A resolução desta situação seria benéfica para todo o sistema. As empresas reduziriam o seu custo de financiamento o que teria um reflexo positivo nos custos suportados pelo sistema elétrico."*
4. No entanto, durante o corrente ano, as empresas insulares foram obrigadas a devolver ao sistema elétrico nacional o excedente tarifário apurado em 2009, equivalente ao montante de 50 milhões de euros não recebido, acrescido dos respectivos encargos financeiros.
5. O CT, à semelhança do ano transato, reconhece o impacto muito negativo desta situação no equilíbrio económico-financeiro da EDA e da EEM, reiterando a sua recomendação de que a ERSE desenvolva todas as medidas ao seu alcance para minimizar este problema que advém do despacho do Ministro da Economia e Inovação de 3 de Outubro de 2008.



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

II/D2 - Parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas

1. O CT congratula-se com a emissão, no dia 30 de Março de 2011, da versão final do estudo realizado pela KEMA¹⁶ objeto de contratação pública no 3º trimestre de 2009.
2. O CT salienta que o conhecimento e publicação dos parâmetros referentes aos custos eficientes com a descarga, armazenamento e transporte de fuelóleo nas RA's são regulamentarmente exigidos. Tendo em consideração que as empresas insulares apenas tiveram conhecimento dos referidos parâmetros no final do atual período regulatório (2009-2011) e na Proposta de Tarifas em análise, o CT questiona a sua aplicação retroativa.

II/E - Tarifas e Preços 2012

II/E1 -Tarifa Social e ASECE

1. O Conselho Tarifário congratula-se que conjuntamente com a aplicação da Tarifa Social de Eletricidade tenha existido o reforço do apoio aos consumidores economicamente vulneráveis através da aprovação do Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE).
2. Com efeito, conforme a ERSE reconhece e a Diretiva 2009/72/CE, de 13 de Julho suporta, a evolução internacional dos custos energéticos e a necessidade de se prosseguir com a promoção do aprofundamento da liberalização do mercado elétrico justificam que essa liberalização seja acompanhada pela criação de mecanismos de defesa dos consumidores vulneráveis.
3. Na medida em que o referencial de evolução deste apoio é já o valor da Tarifa Social do ano transato, será de esperar que o diferencial de valores entre esta tarifa e a tarifa de BTN se vá incrementando e montante do apoio vá sendo gradualmente mais significativo.
4. O CT considera ainda adequadas as opções tomadas pela ERSE no âmbito da aplicação do desconto conferido pela Tarifa Social, a saber: (i) a aplicação do desconto ao termo de potência contratada, permitindo a transmissão de sinais que promovem a racionalidade dos consumos e a eficiência energética; e (ii) a consideração de descontos idênticos em €/kVA para todas as opções tarifárias e escalões de potência, seja para o Continente seja para as Regiões Autónomas, o que promove a racionalidade entre os diversos preços de potência contratada.
5. Finalmente, o CT considera positivo o fato da ERSE ter decidido emitir uma Diretiva respeitante à informação que os comercializadores devem veicular aos consumidores relativamente a este tipo de apoios. Tal permitirá uma maior harmonização e coerência de conteúdos e meios utilizados pelos diferentes comercializadores.

¹⁶ Study on reference costs and setting efficiency targets in the heavy fuel oil purchase activity.

II/E2 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos Produtores

1. O Conselho Tarifário constata a introdução já em 2012 de uma nova componente da Tarifa de Uso da Rede de Transporte (TURT), por forma a que esta passe a incluir um preço de entrada na rede. Esse preço seria aplicável a todos os produtores em regime ordinário (PRO) e em regime especial (PRE), ligados à RNT e à RND.
2. Esta introdução estava já prevista na recente revisão regulamentar. A proposta agora apresentada aparenta ser coerente com o disposto regulamentarmente.
3. No entanto, e considerando que a ERSE sustentou a introdução desta nova componente da TURT em, nomeadamente:
 - a) Critérios de harmonização com Espanha e criação de um *level playing field* ao nível da geração, eliminando eventuais componentes distorsoras da participação dos agentes de geração no mercado;
 - b) Proteção dos interesses dos consumidores nacionais que estarão presentemente a suportar esse custo nas importações de energia, na medida em que se considera que os produtores espanhóis terão incorporado esse custo no preço da energia colocada a mercado, questiona-se se, não estando ainda em vigor em Espanha este tipo de encargo, será de o implementar de imediato em Portugal ou se deveria haver uma sincronização do momento da respectiva entrada em ambos os países.
4. Com efeito, importa levar em conta que, apesar de em Espanha a *G-Charge* ter sido instituída em 1 de Janeiro de 2011, tanto quanto é sabido esta tarifa ainda não é aplicada pois aguarda regulamentação. Assim sendo, não existe, de fato, e pelo menos no imediato, uma assimetria de condições concorrenciais entre agentes nacionais e espanhóis.

II/E3 – Tarifas de acesso

1. As Tarifas de Acesso às Redes na proposta da ERSE, apresentam os seguintes aumentos por período horário:

TARIFAS DE ACESSO	Preço (Eur/kWh)		
	2011	2012	Evol %
MUITO ALTA TENSÃO			
H. Ponta (I,IV)	0,0117	0,0173	47,9%
H. Cheias (I,IV)	0,0110	0,0165	50,0%
H. Vazio Normal (I,IV)	0,0091	0,0146	60,4%
H. Super Vazio (I,IV)	0,0091	0,0145	59,3%
H. Ponta (II,III)	0,0117	0,0172	47,0%
H. Cheias (II,III)	0,0110	0,0165	50,0%
H. Vazio Normal (II,III)	0,0091	0,0146	60,4%
H. Super Vazio (II,III)	0,0091	0,0146	60,4%
ALTA TENSÃO			
H. Ponta (I,IV)	0,0143	0,0195	36,4%
H. Cheias (I,IV)	0,0134	0,0186	38,8%
H. Vazio Normal (I,IV)	0,0111	0,0165	48,6%
H. Super Vazio (I,IV)	0,0111	0,0163	46,8%
H. Ponta (II,III)	0,0143	0,0195	36,4%
H. Cheias (II,III)	0,0134	0,0186	38,8%
H. Vazio Normal (II,III)	0,0111	0,0166	49,5%
H. Super Vazio (II,III)	0,0111	0,0165	48,6%
MÉDIA TENSÃO			
H. Ponta (I,IV)	0,0209	0,0281	34,4%
H. Cheias (I,IV)	0,0197	0,0264	34,0%
H. Vazio Normal (I,IV)	0,0163	0,0235	44,2%
H. Super Vazio (I,IV)	0,0160	0,0228	42,5%
H. Ponta (II,III)	0,0209	0,0279	33,5%
H. Cheias (II,III)	0,0195	0,0265	35,9%
H. Vazio Normal (II,III)	0,0163	0,0236	44,8%
H. Super Vazio (II,III)	0,0160	0,0232	45,0%

Fonte: ERSE, anexo estrutura tarifária

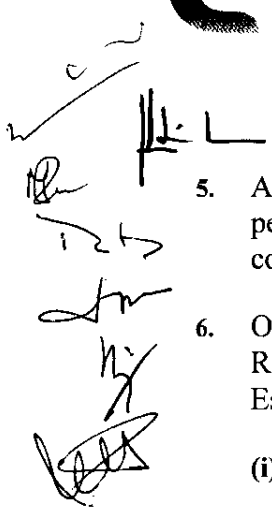
- De acordo com a proposta da ERSE é o resultado da tendência da alteração efetuada na tarifa de energia, que promove uma subida do preço em horas de vazio e uma descida nas horas cheias (ou de fora de vazio), e consequentemente as variações das tarifas URT e URD, não tecendo considerações sobre as alterações na estrutura da UGS.
- É entendimento do CT que a proposta apresentada pela ERSE vai claramente penalizar todos os consumidores que deslocalizaram os seus consumos para as horas de vazio e super vazio, lembrando que para tal foram efetuados investimentos expressivos.
- Igualmente o CT recorda já ter alertado a ERSE, em anteriores pareceres, de que a imprevisibilidade tarifária não favorece uma utilização energética eficiente.



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

- 
5. Assim, o CT recomenda à ERSE a reavaliação do tarifário apresentado de forma a não penalizar os consumidores que realizaram investimentos para deslocalização de consumos.
 6. O CT recomenda, ainda, à ERSE que, na sua qualidade de membro do Conselho de Reguladores do MIBEL, promova a verdadeira competitividade entre Portugal e Espanha, designadamente com a adoção urgente de algumas medidas, nomeadamente:
 - (i) Introdução de um fator de modulação nas Tarifas de Acesso, que favoreça a transferência de consumos para as Horas de Vazio;
 - (ii) Harmonização da duração das Horas de Vazio com Espanha;
 - (iii) Introdução de um fator de maior agravamento das TVCF transitórias.
 - (iv) Estudar a harmonização da remuneração da interruptibilidade com Espanha, de modo a garantir um mercado equilibrado.

II/E4 - Convergência tarifária entre as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e Portugal Continental

1. O processo de convergência tarifária, entre as Regiões Autónomas e o Continente, implementado após a publicação do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, determinou que as tarifas de venda a clientes finais (TVCF) daquelas regiões convergissem para as TVCF do Continente.
2. No entanto, a extinção das TVCF em Portugal Continental para a MAT, AT, MT e BTE, prevista no Decreto-Lei n.º 104/2010 de 29 de Setembro, originou a perda do antigo referencial de convergência.
3. Neste contexto, a metodologia de convergência foi redefinida, determinando o atual Regulamento Tarifário¹⁷ que a estrutura dos preços das TVCF das RA's em MT e BTE deve resultar da estrutura dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em MT e BTE, respectivamente, determinados, tendo em conta os resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado no âmbito do Despacho n.º 18637/2010, as variações das tarifas de acesso às redes e as variações dos preços de energia nos mercados grossistas.
4. A ERSE, tendo em conta que em 2012 será ainda publicada a tarifa aditiva em Portugal Continental, para os consumos em MT e BTE, e que o histórico da informação relativa aos preços no mercado retalhista é ainda reduzido, considerou prudente, na proposta de tarifas para 2012, a utilização das tarifas aditivas em Portugal Continental como referencial de convergência das TVCF nos Açores e Madeira. No que diz respeito à BTN, a referência continua a ser a TVCF em Portugal Continental.

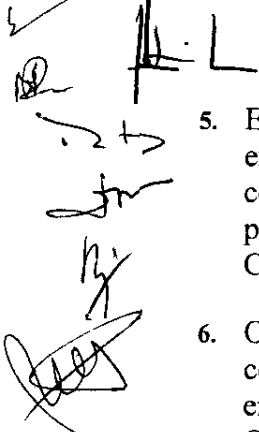
¹⁷ Cf. artigos 130º e 133º do RT, publicado em Diário da República de 19 de Agosto de 2011.



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

- 
5. Esta proposta da ERSE tem ainda implícita, de acordo com o Regulamento Tarifário, a extinção das opções tarifárias dependentes do uso nas Regiões Autónomas, assim como a harmonização do conceito de BTE e BTN e a harmonização dos escalões de potência e opções tarifárias em $BTN \leq 20,7$ kVA, entre as Regiões Autónomas e o Continente.
 6. O CT considera adequada a alteração da metodologia referente ao referencial de convergência e congratula-se com a harmonização relativa à estrutura tarifária, encontrando-se assim assegurada, em 2012, a convergência tarifária das RA's com o Continente, em termos médios e por tipo de fornecimento, de acordo com o referido pela ERSE nesta proposta.
 7. Salienta, porém, o CT que a ERSE continua a não prever o ciclo semanal nas RA's, que deve ser equacionado e previsto no RT com o objetivo de que os consumidores das regiões disponham das mesmas opções tarifárias que no continente.

II/F - Mercado Livre e TVCF transitórias

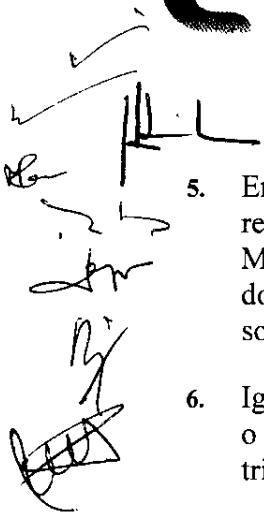
1. O Decreto-lei nº 104/2010, de 29 de Setembro, que extinguiu as tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE, a partir de 1 de Janeiro de 2011, permitiu aos comercializadores de último recurso, através do nº. 3 do art.º 6.º, manter o fornecimento de eletricidade aos clientes finais daqueles níveis de tensão, até 31 de Dezembro de 2011, mediante a aplicação duma tarifa de venda transitória, agravada por uma percentagem a determinar pela ERSE.
2. Relembra o CT que no parecer do ano passado recomendou, para estas tarifas transitórias, a introdução dum mecanismo de agravamento crescente com uma periodicidade trimestral, e ainda tendo em vista contribuir para uma melhor informação, que as mesmas fossem claramente identificadas como “transitórias com fator de agravamento”.
3. Estas tarifas transitórias, apesar do previsto agravamento, e por não terem sido revistas trimestralmente, ficaram extremamente concorrenciais, nomeadamente no 2º semestre de 2011, com os preços que foi possível conseguir em mercado livre e foi o mecanismo de interruptibilidade e não a TVCF Transitória, que incentivou a maior parte dos consumidores industriais a abandonar o mercado regulado.
4. Em Julho deste ano, a ERSE na sua proposta de revisão do regulamento tarifário para o período regulatório de 2012 – 2014, manifestou a intenção de prorrogar a existência das TVCF Transitórias, com a aplicação do agravamento previsto no referido diploma com o objetivo de incentivar a transferência dos clientes para o mercado livre.



ERSE

ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

CONSELHO TARIFÁRIO

- 
5. Em resultado da proposta da ERSE em análise e das audições aos comercializadores realizadas pelo CT, constata-se que o aumento do preço final no CUR e estimado no ML fará com que as tarifas de venda transitórias continuem a ser bastante mais baixas do que em ML, desincentivando a passagem para o ML, e não baixando, através do sobreproveito, as tarifas de acesso.
 6. Igualmente o CT enfatiza o papel determinante da ERSE na dinamização do ML, para o qual muito contribuiria a fixação de tarifas transitórias agravadas e com revisão trimestral, como aliás o CT já recomendou.

II/G - Qualidade de serviço

1. A qualidade de serviço constitui, no entendimento do CT, um indicador essencial de avaliação do desempenho das empresas reguladas, do grau de satisfação dos consumidores e da adequação e justeza do modelo regulamentar.
2. Nesse sentido e reconhecendo que os objetivos de qualidade de serviço devem ser tidos em conta no processo de fixação de tarifas e preços da energia eléctrica, o CT sinaliza como aspeto positivo a apresentação pela ERSE do “*Relatório da Qualidade de Serviço do Sector Elétrico 2010*”.
3. De uma análise ao Relatório da Qualidade de Serviço 2010, que contém os principais resultados e tendências observadas naquele ano no que concerne a cada uma das dimensões da qualidade de serviço, o CT destaca positivamente a inclusão de novos mecanismos de incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço e a participação da ERSE em exercícios de benchmark que permitem assegurar a razoabilidade do seu grau de exigência e validar os esforços das empresas reguladas neste domínio, registando-se o bom desempenho global dos indicadores.
4. O Conselho regista que existem ainda seis operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT que não disponibilizaram os elementos necessários relativos à qualidade de serviço.
5. Finalmente, o CT reitera as suas anteriores recomendações no sentido das empresas reguladas de transporte, distribuição e comercialização de energia eléctrica continuarem a apostar na melhoria da qualidade de serviço, aspeto central para a adequação do modelo de regulação e nível de satisfação dos consumidores portugueses.

II/H - Preços dos serviços regulados

1. Além da fixação das tarifas, compete à ERSE, nos termos dos regulamentos em vigor, fixar os preços dos serviços associados às atividades de distribuição e de comercialização de energia eléctrica: leitura extraordinária, interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica, quantia mínima em caso de mora e serviços associados à monitorização da qualidade da onda de tensão.

Decorrente da última revisão do RRC¹⁸, a proposta agora em análise contempla o novo serviço regulado relativo à ativação do fornecimento de energia eléctrica a instalações eventuais (eventos com duração limitada).

2. Analisada a presente proposta, o CT regista com agrado o fato da ERSE ter acolhido a recomendação constante do Parecer ao documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2011” no qual foi referida a necessidade de “...os preços fixados apresentarem uma maior aderência aos custos reais.”
3. Os preços propostos para 2012 aplicáveis às instalações BTE, MT, AT e MAT decorrem dos trabalhos dinamizados pela ERSE e desenvolvidos pelas empresas reguladas, refletindo os custos com a prestação dos referidos serviços. Sempre que viável, a proposta promove a uniformização dos preços, designadamente entre as duas Regiões Autónomas e entre alguns dos preços aplicáveis quer nas Regiões Autónomas, quer em Portugal Continental, caso do preço do novo serviço regulado relativo à ligação de instalações eventuais.
4. No caso dos clientes BTN o CT compreende que essa aproximação dos preços aos custos se faça de uma forma gradual de forma a conter, no imediato, o impacto nos clientes.

III

CONCLUSÕES

Sem prejuízo das preocupações e recomendações *supra* mencionadas o Conselho Tarifário considera que a proposta apresentada pela ERSE respeita os objetivos preconizados.

Em 16 de novembro de 2011, o parecer que antecede foi votado na GLOBALIDADE COM EXCEÇÃO DOS PONTOS IA; IB; IIA; IIB; IIC; IIE e I3 IIF

tendo sido APROVADO POR MAIORIA (NOS PONTOS VOTADOS SEPARADAMENTE, COM EXERCÍCIO DO VOTO DE QUALIDADE, QUANTO AOS PONTOS IIA e IIC.)

com a seguinte votação:

¹⁸ Regulamento de Relações Comerciais.

Votos a favor:

- ACERA - Associação Consumidores Regiões Azevedo - Todos os pontos, excepto os pontos II/A, II/B, II/C1, II/C2, II/C3, II/C4, II/E2, II/E3 que voto contra - EDUARDO QUINTANA.

- U.G.C. (UNIÃO GERAL DOS CONSUMIDORES)

• TODOS OS PONTOS, EXCEPTO:

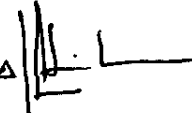
II/A

II/B

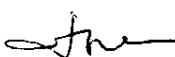
II/C


II/E2

II/E3

, QUE VOTO CONTRA 


- Representante dos Consumidores da RAM - Todos os pontos, excepto os pontos II/A, II/B, II/C (incluindo subsecções), que voto contra e os pontos II/E3 e II/F que me abstenho.

- EDP Distribuição - voto favoravelmente com excepção dos pontos I-A e I-B da generalidade conforme declaração de voto 

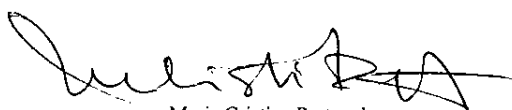
- EDP Distribuição - voto favoravelmente com excepção dos pontos I-A e I-B (generalidade) conforme declaração de voto 

CNV - voto favoravelmente todos os pontos, com excepção dos pontos II/A, II/B e II/C, que me abstenho, em termos da declaração de voto anexa.

- REN; EDA; SEM; DECO; FENACOP e ANMP nos termos das respectivas declarações de voto

- DEC - 

O parecer que antecede tem *21 (vinte e uma)* páginas, incluindo as destinadas à votação e assinaturas dos Membros do Conselho Tarifário e integra ainda os seguintes anexos: *dez (10) anexos numerados de I a X* contendo *declarações de voto*

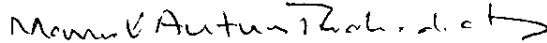


Maria Cristina Portugal

Direcção Geral do Consumidor

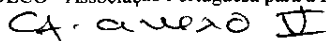
Manuel Rodrigues da Costa

Distribuição em Baixa Tensão



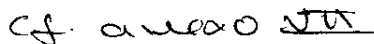
Vitor Machado

DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor



Patricia Gomes

FENACOOP - Federação Nacional das Cooperativas Consumidores, FCRL



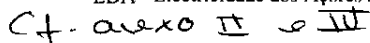
Manuela Moniz

CNV - Clientes Não Vinculados de Electricidade



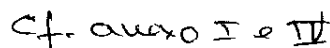
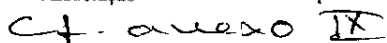
Fernando Ferreira

EDA - Electricidade dos Açores SA



Artur Trindade

Associação Nacional dos Municípios Portugueses

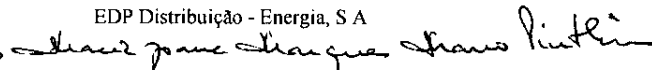


Paula Almeida

REN - Rede Eléctrica Nacional, S A

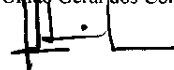
Maria Joana Simões

EDP Distribuição - Energia, S A



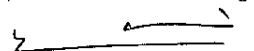
Alfredo Rocha

UGC - União Geral dos Consumidores



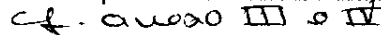
Eduardo Quinta Nova

ACRA - Associação de Consumidores da Região dos Açores



Rui Vieira

EEM - Empresa de Electricidade da Madeira

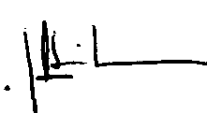





Nuno Gomes

em representação dos consumidores da Região Autónoma Madeira



Votos contra:

- ACRA - ASSOCIACÃO CONSUMIDORES REGIÃO AUTÓNOMA - Pontos II/A, II/B, II/C1, II/C2, II/C3, II/E4, II/E2, II/E3.
- U.G.C. (UNIÃO GERAL DOS CONSUMIDORES)
II/A, II/B, II/C, II/E2, II/E3. 
- Representante dos Consumidores de RAM - Pontos II/A, II/B, II/C (incluindo Subsecção)
- EDP Distribuição - Pontos I-A e I-B 
- EDP Distribuição - Pontos I-A e I-B 
- cf. REN, EDA, EEM, DECO, FEVA-COOP e ANMP nos termos das respectivas declarações de voto 

Abstencões:

- Representante dos Consumidores de RAM - Pontos II/E3 e II/F
- CNV - pontos II/A, II/B e II/C
- cf. DECO nos termos da declaração de voto anexa.

Voto de qualidade:

Exercido o voto de qualidade quanto aos pontos II/A e II/C atenta os termos das votações



*Declaração de voto do representante da REN ao Parecer do
Conselho Tarifário sobre a
"Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros
Serviços em 2012 e Parâmetros para o Período de Regulação 2012-
2014"*

Voto favoravelmente todos os pontos do parecer em epígrafe com excepção dos seus pontos I-A e I-B relativo a "Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados" e "Liberalização do mercado", em relação aos quais votei contra, nos termos da Declaração de Voto conjunta dos representantes da EDP Distribuição - Energia, SA, Distribuição em Baixa Tensão, REN - Rede Eléctrica Nacional, SA, EDA - Electricidade dos Açores, SA, e EEM - Empresa de Electricidade da Madeira.

Lisboa, 16 de Novembro de 2011

Paula Alexandra Neto Soares Almeida

Paula Alexandra Neto Soares Almeida, representante da REN - Rede Eléctrica Nacional, SA

EDA

Electricidade dos Açores

Declaração de voto do representante da EDA ao parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o período de regulação 2012-2014"

Tendo por referência o assunto em título, informo que voto favoravelmente o parecer do Conselho Tarifário, relativo à "*Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o período de regulação 2012-2014*", com excepção do ponto I/A e I/B referentes a "Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e sustentabilidade de mercados" e "Liberalização do mercado", nos termos da Declaração de Voto conjunta dos representantes da EDP Distribuição, REN, EDA e EEM.

Ponta Delgada, 16 de Novembro de 2011.



Fernando Manuel Rodrigues Ferreira



Declaração de voto do representante da EEM ao parecer do Conselho de Tarifário da ERSE sobre a "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o Período de Regulação 2012-2014"

O representante da EEM vota favoravelmente na globalidade o parecer do Conselho Tarifário, relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2012 e Parâmetros para o Período de Regulação 2012-2014", com excepção do ponto I/A e I/B da generalidade do Parecer do Conselho Tarifário relativo a "Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados" e "Liberalização do mercado", conforme Declaração de voto ao parecer supra mencionado dos representantes das empresas reguladas.

Funchal, 16 de Novembro de 2011

Rui Vieira

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 2012 e Parâmetros para o Período de Regulação 2012-2014"

A_- Justificação do voto contra o ponto I-A e I-B da Generalidade do Parecer

Os representantes das empresas reguladas votam contra o ponto I-A e I-B do Parecer do CT relativos a "Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados" e "Liberalização do mercado".

1. No ponto I - A do parecer do Conselho Tarifário da ERSE (CT), que versa, na generalidade, sobre o tema dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados importa relevar que existem comentários que extravasam as competências próprias do CT, nomeadamente com matérias de âmbito legislativo e do Memorando de Entendimento.
2. Consta ainda a referência a um "Projecto lei que cria a contribuição do setor electroprodutor para o sistema elétrico nacional" e a um "Projecto lei que cria o Fundo para o Equilíbrio e Sustentabilidade do Setor Elétrico Nacional", bem como aos pareceres emitidos pelo Conselho de Administração da ERSE sobre os mesmos.
3. Tais projectos de diplomas legais não correspondem a medidas adoptadas pelo Governo nem a medidas que tenham expressão na proposta de tarifas e preços para 2012, constituindo, por isso, documentos respeitantes a potenciais processos legislativos que se desconhece se estão em curso ou não.
4. Não se compreende, por isso, e muito menos se pode aceitar que, o CT se pronuncie acerca de tais documentos, por estar a extravasar o âmbito da sua competência estatutária relevante.
5. Relativamente ao ponto I - B do Parecer importa ter em consideração que a liberalização dos mercados não é um acontecimento marcado no tempo, mas sim um processo, requerendo a criação de condições fundamentais para os comercializadores poderem oferecer electricidade aos clientes num contexto de efectiva concorrência.

João Nunes
2014
[Signature]

6. Sem essas condições não há capacidade do pleno exercício da oferta, designadamente se existirem tarifas reguladas não actualizadas com a dinâmica do mercado.
7. Uma das condições fundamentais é a extinção das tarifas reguladas e a introdução de mecanismos transitórios ajustados ao mercado de forma a incentivarem a mudança dos clientes.
8. Não se pode, assim, concordar com o Parecer na medida em que se dá a entender que o processo de liberalização em Portugal possa estar a ser realizado em condições insatisfatórias e em prejuízo dos consumidores.
9. Os relatórios recentes publicados trimestralmente pela ERSE dão conta do dinamismo concorrencial no mercado empresarial, que só não tem sido superior por não ter havido incentivos suficientes à mudança.

B – Considerações complementares ao Parecer

Custo do capital

10. Salienta-se a importância da definição do parâmetro "custo de capital" no processo regulatório em apreciação, em particular num ambiente de forte instabilidade financeira e incerteza nos mercados de capitais, para atrair os capitais necessários ao financiamento da actividade das empresas reguladas e alcançar o equilíbrio económico financeiro das actividades.
11. Perante a instabilidade do quadro económico actual, a ERSE a partir do modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model) desenvolveu novas opções para determinação dos parâmetros a utilizar no cálculo do custo de capital. No entanto, essas opções não deveriam ir contra conceitos globalmente aceites na teoria económica, nomeadamente:
 - a. Não contestando que o beta da dívida tenha deixado de ser igual a zero, o valor considerado parece ser extremamente elevado, não se encontrando justificado. Na realidade, atendendo à situação económica actual, não se compreende que neste período de regulação o beta da capital próprio tenha reduzido consideravelmente face ao período de regulação anterior¹.
 - b. A utilização dos CDS da EDP para determinação do prémio de risco da dívida, quer das actividades reguladas da EDP em Portugal quer da REN, EDA e EEM, afigura-se desadequada, devendo-se em alternativa, considerar os CDS da República Portuguesa. O CDS da EDP tem implícita a diversificação do Grupo EDP (+60% do EBITDA do IS2011 provém de fora de Portugal).

¹ No período de regulação 2009-2011 o beta do capital próprio da EDP Distribuição era em média 0,94 e da REN 0,91, tendo-se reduzido no período de regulação 2012-2014 para 0,62 e 0,52, respectivamente

- c. Ao considerar as yields das obrigações de países da zona euro com rating AAA como referência para a taxa de juro sem risco, existe a necessidade de adicionar o risco país ao custo de capital. Não se encontra garantido que tal esteja reflectido no inquérito elaborado pelo Prof. Pablo Fernández, da Universidade de Navarra, pelo facto do inquérito não mencionar explicitamente qual a taxa de juro sem risco sobre a qual se adiciona o prémio de risco de mercado. Esta situação é tanto mais evidente quando se verifica inconsistência entre os prémios de risco de mercado e o rating de crédito dos diversos países
12. Importa ainda mencionar que, para além das empresas terem justificado custos de capital superiores, os Relatórios mais recentes de analistas apontam, para um WACC nominal antes de impostos da EDP Distribuição de 12,2%² e da REN, SGPS de 10,3%³.
13. Assim, e tendo em conta os sucessivos downgrades do rating a que as empresas têm estado sujeitas, o valor proposto pela ERSE para o custo de capital das empresas reguladas não permite ultrapassar as dificuldades actualmente existentes na capacidade das empresas em atrair capital em geral e nomeadamente no acesso ao crédito.
14. Em conclusão, a conjuntura económica do País e a crise das dívidas soberanas na Europa impacta naturalmente a actividade das empresas reguladas que enfrentam uma maior incerteza designadamente ao nível da capacidade para financiar as suas operações. Neste contexto, considera-se positiva a proposta da ERSE de indexar o custo do capital, logo a partir do primeiro ano do período de regulação, embora considerando valores iniciais para o custo de capital mais baixos que os justificados pelas empresas.

Financiamento de devtos da REN Trading

15. Por outro lado, cumpre ainda sublinhar que o valor proposto para os proventos permitidos da actividade de compra e venda de energia eléctrica em 2012, a receber pela REN Trading, não se baseia certamente na melhor estimativa realizável com base nos dados disponíveis ao tempo da preparação da proposta de tarifas e preços para 2012, dado que nem os preços de venda implicitamente considerados para aquele cálculo encontram correspondência na situação do mercado eléctrico em 2011 nem os dados resultantes do mercado de futuros permitem sustentar aquele valor.
16. O valor dos proventos permitidos a receber pela REN Trading carece assim de correcção para assegurar o equilíbrio da sua situação económico-

² Média dos relatórios do BPI de Agosto de 2011 (12,1%), do Millennium BCP de Outubro de 2011 (12,56%), da Merrill Lynch de Outubro de 2011 (11,68%) e do Santander de Novembro de 2011 (12,41%)

³ Média dos relatórios do Millennium BCP de Agosto de 2011 (11,1%), do BPI de Setembro de 2011 (10,4%), do Banif IB de Outubro de 2011 (9,4%) do CIII de Novembro de 2011 (10,8%), e do Morgan Stanley de Novembro de 2011 (9,6%)

financeiro, pois em função do perfil e tipo de actividade da REN Trading, nem esta empresa nem o seu accionista se encontram, neste momento, em condições que lhes permitam aceder aos mercados financeiros para obter meios monetários destinados a acomodar um défice da dimensão que resulta da proposta apresentada pelo Conselho de Administração da ERSE.

Efeitos da Convergência Tarifária de 2009

17. A compensação tarifária referente a 2009 para a EDA e EEM, contemplava a afetação do montante de 50 milhões de euros, referente ao valor do equilíbrio económico-financeiro pago pelos titulares dos centros electroprodutores hídricos (previsto no artigo 92º do Decreto-Lei nº 226-A/2007) à estabilização das tarifas de energia eléctrica, nomeadamente ao pagamento de parte dos custos com a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e o Continente, em conformidade com o despacho do Ministro da Economia e da Inovação, de 3 de Outubro de 2008.
18. Constata-se que, até à presente data, esse pagamento ainda não foi efetuado, muito embora, durante o corrente ano de 2011, as empresas insulares tenham sido obrigadas a devolver ao sistema eléctrico nacional o excedente tarifário apurado em 2009, equivalente ao montante de 50 milhões de euros não recebido, acrescido dos respectivos encargos financeiros.
19. Como decorre do exposto no Parecer do CT, datado de 16 de Novembro 2011, espera-se que a ERSE, no âmbito das suas atribuições, tomará a iniciativa de diligenciar junto do Ministro da Economia no sentido de ser entregue ao sistema eléctrico, durante o ano de 2012, o montante de 50 milhões em dívida, de modo a que este factor não tenha impacto no equilíbrio económico-financeiro das empresas.

Lisboa, 16 de Novembro de 2011

Parecer Alexandre pelo Serviços Financeiros
REN - Rede Eléctrica Nacional, SA
Marta Maria Rodrigues
EDA SA - ELECTRICIDADE DAS AÉRIAS

Paulo Miguel Almeida
EEM SA - Empresa de Electricidade da Madeira
Manoel para a empresa como Pintor
EDP Distribuição SA

Manoel António
EDP Distribuição - Beira SA



Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE

A DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor, no que diz respeito ao parecer “Proposta de tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2012 e parâmetros para o período de regulação 2012-2014” apresenta a seguinte votação:

- vota “CONTRA” os pontos
 - II/A – Evolução do Consumo
 - II/B – Financiamento de desvios
 - II/C – Proveitos permitidos, incluindo todas as suas subsecções (II/C1 - REN Trading, II/C2 - Transporte, II/C3 - Distribuição, II/C4 - Comercialização de Último Recurso)
 -
- “ABSTENÇÃO” nos pontos
 - II/E3 – Tarifas de acesso
 - II/F – Mercado Livre e TVCF transitórias

- Vota “A FAVOR” nos restantes pontos

A versão do parecer na presente votação é a que resultou dos trabalhos finais da reunião do Conselho Tarifário de 14 de novembro de 2011.

Com os nossos melhores cumprimentos,

DECO, 15 de novembro de 2011

Vitor Machado

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE



DECLARAÇÃO DE VOTO

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

O presente parecer do Conselho Tarifário - secção do setor elétrico, incide sobre o vasto leque de documentação preparada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) com vista à apresentação de uma proposta para as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços para o ano de 2012, bem como à fixação dos parâmetros para o novo período de regulação 2012-2014.

A DECO votou CONTRA os pontos

- *II/A – Evolução do Consumo*
- *II/B – Financiamento de desvios*
- *II/C – Proveitos permitidos, incluindo todas as suas subsecções (II/C1 - REN Trading, II/C2 - Transporte, II/C3 - Distribuição, II/C4 - Comercialização de Último Recurso)*

Por considerar que os seus conteúdos visam exclusivamente uma reformulação de parâmetros favorecendo as empresas reguladas – entenda-se aumento dos proveitos permitidos - sem atender ao necessário equilíbrio com os legítimos interesses dos consumidores.

Efetivamente, e tal como consta do enquadramento preliminar do parecer, a tarefa da ERSE reveste-se de elevada complexidade atendendo à atual conjuntura em que o nosso país se encontra. Os sinais recessivos sobre a evolução económica a curto e médio prazo, muito associado ao doloroso pacote transversal de medidas exigidas pelo Memorando de Entendimento estabelecido com a Troika, a instabilidade dos mercados financeiros, com particular incidência em toda a zona Euro, entre muitas outras condicionantes, tornam extraordinariamente difícil a fixação e previsão da evolução dos parâmetros necessários para o período regulatório 2012 a 2014.

Considera a DECO que a proposta da ERSE, no contexto referido, consegue o equilíbrio possível face aos seus objetivos como entidade reguladora (vertente financeira das empresas, proteção dos consumidores e incentivos ao desenvolvimento do setor).

Assim, não seria aceitável, nem justo, um rebalanceamento da proposta em apreciação unicamente em favor das empresas reguladas. É necessário assumir, e aceitar, que o exercício da Regulação não pode tornar as empresas reguladas totalmente imune às turbulências que se vivem nos dias de hoje e que irão afetar todos os atores do setor elétrico.

Os consumidores também poderiam invocar, legitimamente, a revisão de alguns parâmetros em seu favor. Alguns exemplos:

- As metas de eficiência fixadas para a concessionária da RNT deveriam basear-se na base de custos do ano de melhor desempenho (como é o caso da distribuição) e não na média do anterior período regulatório;
- O Incentivo à manutenção em exploração de ativos em fim de vida útil (totalmente amortizados) poderia ser menos generoso para não premiar a empresa pela não realização de investimentos, reconhecidamente, desnecessários;
- Seria apreciado um aumento da taxa média de referência para a disponibilidade dos elementos da RNT com vista à obtenção do respetivo benefício, pago pelos consumidores. A consideração de um mecanismo assimétrico, com maiores penalizações no caso de a REN apresentar valores inferiores aos de referência, era uma condicionante interessante para elevar a qualidade de serviço em Portugal.
- No caso da empresa de Distribuição, poderia ser exigida uma política mais ambiciosa na promoção da eficiência por parte da ERSE, através da consideração de fatores "X" mais elevados. Os diferentes estudos apresentados pela ERSE neste capítulo são díspares nas suas conclusões, sendo que o que aponta para ganhos potenciais mais elevados, na ordem dos 50%, tem, no nosso entender, consistência e robustez suficiente. Mas foi desconsiderado pela ERSE.
- Os consumidores podem discordar da necessidade de serem eles a suportar um prémio ao investimento em redes inovadoras (Smartgrids), oferecido pela ERSE, pela primeira vez, nesta proposta. São naturalmente avanços desejados na organização e gestão das redes de distribuição mas, em condições de mercado concorrencial, só após a sua maturação e com os custos de I&D suportados *à priori* pelas empresas, é que seriam disponibilizadas aos consumidores, ao mais baixo custo (eficiente) possível. Nas condições atuais, os consumidores não dispõem dessa garantia.
- A manutenção do valor de referência das perdas para todo o período regulatório parece-nos, à partida, pouco ambiciosa. A definição de uma "banda morta", demasiado larga e permissiva, poderá ser considerada exagerada.
- Poder-se-ia, indiscutivelmente, ser mais exigente, desde já, ao nível dos parâmetros que norteiam os incentivos à melhoria da Qualidade de Serviço, medido pela END (Energia não distribuída). Atendendo ao *gap* verificado entre Portugal e Espanha e à evolução desfavorável nos últimos três anos, a manutenção dos valores de referência de 2011, mesmo que a título provisório (espera-se um documento complementar de aperfeiçoamento do mecanismo!) é claramente pouco exigente e pode traduzir-se em prémios (artificialmente) mais elevados para as empresas, com reflexos ao nível das tarifas praticadas.

...

Repetimos, atendendo ao momento particularmente difícil da nossa economia e sociedade, anuímos à partilha do nível de riscos subjacente nesta proposta da ERSE. Sem mais, nem menos.

A grande preocupação que os consumidores não poderiam deixar de realçar no corpo do próprio parecer é para com a total ausência de medidas visando estancar e reduzir o nível de CIEG's embutido nas tarifas. A prazo, e sem alterações, o SEN é insustentável, não sobrando nada nem ninguém para pagar a exorbitante fatura. Todos reconhecem, há muito, o problema mas falta decisão e ação.

ERSE – Conselho Tarifário, 15 de novembro de 2011

O Representante da DECO

Vitor Manuel Ribeiro Machado
(Vitor Machado)

DECLARAÇÃO DE VOTO
UGC – União Geral dos Consumidores

O presente parecer do Conselho Tarifário - secção do sector eléctrico- incide sobre o vasto leque de documentação preparada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) com vista à apresentação de uma proposta para as tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços para o ano de 2012, bem como à fixação dos parâmetros para o novo período de regulação 2012-2014.

A UGC vota contra os pontos :

II/A - Evolução do Consumo

II/B - Financiamento de desvios

II/C - Proveitos permitidos (incluindo todas as suas sub- secções)

II/E2 -Tarifa do Uso da Rede de Transportes a aplicar aos Produtores

II/E3 - Tarifas de acesso

por considerar que os seus conteúdos visam exclusiva e unicamente uma fixação de parâmetros favorecendo as empresas reguladas – entenda-se aumento da variação tarifária proposta e busca de maior financiamento junto dos consumidores - sem atender ao necessário equilíbrio com os legítimos interesses dos consumidores.

Com efeito e tendo em conta a realidade actual, os consumidores não podem deixar de realçar o equilíbrio possível da proposta da ERSE , num contexto de um certo grau de indeterminação e incerteza quanto ao futuro.

Assim, não são só as Empresas sofrem as dificuldades financeiras, também as famílias portuguesas, consumidores de energia eléctrica, enfrentam uma grave crise, com uma forte redução do rendimento disponível.

É simplesmente imoral vir exigir aos consumidores que suportem o risco de financiamento do fundo de maneo das mesmas.

Estas, não apresentaram dados relativos ao custo dos últimos financiamentos que efectuaram.

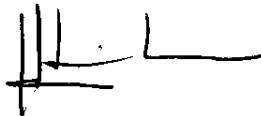
A UGC considera que:

. sem uma intervenção legislativa de fundo no que respeita aos CIEGs, o SEN se tornará insustentável a curto prazo, considera-se imprescindível a aprovação e promulgação, no mais curto prazo, dos projectos legislativos referidos no corpo do próprio parecer;

. não pode deixar de sugerir uma reflexão sobre o expressivo aumento dos custos da convergência tarifária com as Regiões Autónomas.

ERSE – Conselho Tarifário
16 de Novembro de 2011

O Representante da UGC

A handwritten signature in black ink, consisting of a vertical line on the left, a horizontal line across the middle, and a long horizontal line extending to the right.

(Alfredo Rocha)



FEDERAÇÃO NACIONAL DAS COOPERATIVAS DE CONSUMIDORES, FCRL

DECLARAÇÃO DE VOTO

A FENACOOP **vota contra** o Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre a “Proposta de preços e tarifas de energia eléctrica e outros serviços para 2012 e fixação de parâmetros para 2012-2014” **com excepção dos pontos que vota a favor:**

- da **Generalidade A (Custos decorrentes de medidas de política energética ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade dos mercados);**
- da **Generalidade B (Liberalização do mercado).**

Consideramos que em alguns aspectos, como por exemplo, no que respeita às metas de eficiência ou os mecanismos de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia eléctrica, os parâmetros estabelecidos pela ERSE podiam ter sido mais ambiciosos, estimulando ganhos de eficiência com vantagens para todos os intervenientes no mercado. Não obstante, sublinhamos que o exercício de fixação dos parâmetros para o período regulatório 2012 e 2014 constitui um exercício de elevada complexidade, atendendo à atual conjuntura económica. Dado o considerável grau de incerteza sobre a evolução económica a curto/ médio prazo, torna-se extraordinariamente difícil prever a evolução de parâmetros.

Ainda assim, consideramos que a proposta da ERSE, no contexto referido, consegue o equilíbrio possível, pelo que não é aceitável nem justo as considerações constantes no parecer a favor das empresas reguladas, nomeadamente no que tange à evolução da procura, financiamento de desvios e proveitos permitidos.

Lisboa, 16 de Novembro de 2011

A Representante da FENACOOP

Patrícia Gomes

DECLARAÇÃO DE VOTO

ANEXO VIII

Votei contra os pontos II/A, II/B, II/C1, II/C2, II/C3/II/C4, II/E2 e II/E3 do parecer do conselho firmado por entender que os mesmos fazem uma abordagem e inclusão, implícita ou explicitamente, de concessões dirigidas à ERSE, no que tange à proposta de tarifas e preços de energia por 2012 e indicadores para o fornecimento técnico, que se afiguram inadequadas na perspectiva dos consumidores, prejudicando a eficiência das empresas reguladas.

Relembro, neste caso, que os objetivos de regulação apartam para o justo equilíbrio entre os interesses das empresas e dos consumidores, desiderato que está longe de ser atingido nos pontos em causa.

Relativamente aos restantes pontos do parecer do CT, votei provavelmente por considerar que os mesmos de enquadraram no fenómeno mencionado.

Neste contexto, entendendo que a proposta apresentada pelo ERSE é a "possível" no actual enquadramento, douo feição de considerar que os aumentos de tarifas para 2012 contribuem para a operação, ainda mais, a vida das empresas, interpretando e, nessa perspectiva, tendo sido razoável e adequado, embora tal não esteja na mão de ERSE, verificar uma redução do peso dos CIEB, de acordo com o previsto no entendimento de entendimento com a teoria,

O REPRESENTANTE DA ACRA

—

DECLARAÇÃO DE VOTO**Associação Nacional de Municípios Portugueses**

O presente parecer do Conselho Tarifário - secção do sector eléctrico - incide sobre o vasto leque de documentação preparada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) com vista à apresentação de uma proposta para as tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços para o ano de 2012, bem como à fixação dos parâmetros para o novo período de regulação 2012-2014.

Voto favoravelmente, na generalidade, o parecer do Conselho Tarifário.

Na especialidade, refiro o seguinte. Conforme tive a oportunidade de mencionar pessoalmente na reunião do Conselho Tarifário realizada no dia 11 de Novembro de 2011, não é aceitável que sejam formuladas propostas com base em indicadores apresentados pelas Empresas, que contrariem os dados disponibilizados pela ERSE, Entidade Reguladora independente.

Com efeito, expressei em tal reunião o meu entendimento de que não é correcta a assunção de tais indicadores, uma vez que os mesmos diferem dos apresentados pelo regulador.

Por isso, na especialidade, voto desfavoravelmente todos os pontos do parecer do Conselho Tarifário que não sigam os indicadores da ERSE (a título de mero exemplo, os n.ºs 2. a) e 2. c) 1).

Reafirmo também o entendimento que expressei anteriormente de que uma vez mais não foi possível estabelecer critérios para os CIEG, de modo a que a ERSE possa considerá-los nas propostas que formula.

16 de Novembro de 2011

O Secretário Geral da ANMP
Artur Trindade

DECLARAÇÃO DE VOTO CNV – Clientes Não Vinculados

Estatutariamente o Conselho Tarifário tem de emitir parecer prévio à fixação de Tarifas e Parâmetros pela ERSE a 15 de Dezembro, sendo este Parecer não vinculativo.

Procurando assegurar a emissão do Parecer, o Representante dos Clientes Não Vinculados absteve-se quanto aos seguintes pontos:

- II/A – Evolução do Consumo
- II/B – Financiamento de desvios
- II/C – Proveitos permitidos, incluindo todas as suas sub-seções (REN Trading, Transporte, Distribuição, Comercializador de Último recurso)

ressalvando que esta abstenção não pode ser interpretada como anuência à revisão induzida nos referidos pontos, e muito menos à sinalização de imunidade das empresas reguladas face à conjuntura económica nacional.

O presente parecer do Conselho Tarifário - secção do sector eléctrico - incide sobre o vasto leque de documentação preparada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) com vista à apresentação de uma proposta para as tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços para o ano de 2012, bem como à fixação dos parâmetros para o novo período de regulação 2012-2014.

A proposta da ERSE, elaborada num contexto nacional particularmente difícil, consegue o equilíbrio possível face aos seus objectivos regulatórios, a saber: protecção dos consumidores, equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas e incentivos ao desenvolvimento do sector.

A grande preocupação que os consumidores não podem deixar de realçar, no corpo do próprio parecer, é para com a total ausência de medidas visando estancar e reduzir o nível de CIEG's embutidos nas tarifas.

Como é unanimemente reconhecido, a prazo, e sem alterações, o SEN é insustentável com as imprevisíveis consequências negativas que daí advirão.

ERSE – Conselho Tarifário
16 de Novembro de 2011

O Representante dos Clientes Não Vinculados



(Manuela Moniz)

ANEXO IV
COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2012 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012-2014”

I. GENERALIDADE

Nos termos do Regulamento Tarifário, a ERSE apresentou no dia 17 de Outubro ao Conselho Tarifário (CT) a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2012 e parâmetros para o período de regulação 2012-2014” e os respetivos documentos justificativos complementares. O Conselho Tarifário emitiu o seu Parecer aprovando na generalidade a proposta da ERSE.

A ERSE procedeu à apreciação do Parecer do CT e à ponderação das sugestões nele contidas. As tarifas e preços para a energia elétrica em 2012 tiveram em consideração o Parecer do CT. Em seguida apresenta-se a análise da ERSE ao Parecer do CT e os seus comentários às questões suscitadas.

I/A - CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

A ERSE regista as preocupações e os alertas do CT sobre o crescimento dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG). Os CIEG têm assumido um peso significativo nos custos do setor elétrico condicionando, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica.

Apesar da generalidade dos CIEG decorrer de decisões que extravasam a competência do regulador, a ERSE tem vindo a alertar para o impacto da evolução destes custos, apelando à ponderação das decisões no que respeita à introdução e revisão de medidas no âmbito dos CIEG.

As diligências para uma maior sensibilização e reflexão do impacto que estas medidas podem causar, estão em linha com as posições da ERSE, que tem aproveitado para manifestar a sua preocupação, sempre que lhe é solicitado parecer.

I/B – LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO

A ERSE partilha das preocupações do CT, quer ao nível da concorrência no setor, quer ao nível dos mecanismos transitórios que assegurem um processo de liberalização sem sobressaltos.

Uma das competências da ERSE é a supervisão dos mercados, em particular do mercado retalhista de energia elétrica, que tem sido reforçada nos últimos anos. A ERSE publica já alguma informação sobre o nível de concorrência no mercado retalhista de eletricidade na síntese mensal que elabora sobre o mercado liberalizado de eletricidade.

Neste contexto a ERSE estabeleceu também um processo de recolha da informação de preços de referência e dos preços médios praticados no mercado retalhista. Este processo tem vindo a ser implementado e robustecido com o objetivo de em breve se publicarem os resultados dos estudos.

A ERSE procederá à monitorização do regime transitório de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, contando com a participação dos operadores de rede e dos comercializadores de último recurso como prestadores de informação, por forma a assegurar que o processo de liberalização decorra sem sobressaltos.

II. ESPECIALIDADE

II/A – EVOLUÇÃO DO CONSUMO

As previsões de consumo de energia elétrica elaboradas pela ERSE baseiam-se na análise de um conjunto alargado de informação, nomeadamente:

- As previsões enviadas pelas empresas reguladas;
- A comparação entre a evolução histórica dos consumos e as previsões efetuadas em anos anteriores quer pela ERSE quer pelas empresas;
- As tendências observadas relativamente ao consumo de energia elétrica;
- A evolução de indicadores sociais e económicos e de outros fatores (temperatura, dias úteis), com impacto no nível de procura de energia elétrica e tendências observáveis;

Em primeiro lugar, refira-se que nem sempre se verifica uma relação no mesmo sentido entre o consumo referido à emissão e os indicadores macroeconómicos, nomeadamente o PIB e o consumo privado. Assim, considera-se que os indicadores macroeconómicos não devem ser entendidos como únicas variáveis explicativas para o consumo referido à emissão.

Por outro lado, em 2011, os efeitos de sazonalidade não se afiguraram particularmente pronunciados, tendo-se registado temperaturas mais amenas ao longo do ano, o que terá contribuído para um consumo mais moderado de energia elétrica. A evolução do consumo corrigida de temperatura prova este efeito. Também o número de dias úteis tem influência no consumo de energia elétrica.

Do ponto de vista do regulador, é relevante que as suas previsões de consumo sejam tão independentes quanto possível das previsões das empresas, pois as consequências dos desvios que dela resultem recaem sobre agentes diferentes em função do sentido dos mesmos. Refira-se que os erros de previsão do consumo por defeito constituem uma vantagem financeira para as empresas reguladas, pelo aumento

de faturação que originam, o qual é amplificado sempre que estas previsões de consumo são incorporadas no cálculo de parâmetros para o período regulatório, nomeadamente de custos unitários relacionados com a distribuição ou fornecimento de energia elétrica. Atente-se, por exemplo, aos desvios apurados com os últimos dados reais auditados, no ano de 2010, constantes no Quadro 0-12 do Sumário Executivo da proposta e de tarifas e preços, onde se pode constatar que a previsão da ERSE resultou numa procura inferior em cerca de 6% face ao valor real ocorrido nesse ano, sendo o desvio da previsão da empresa no mesmo sentido mas de amplitude superior, situando-se em cerca de 7%.

No que diz respeito às previsões da ERSE usadas no cálculo das tarifas para 2012, importa salientar que, como se constata no Quadro 0-11 do Sumário Executivo da proposta e de tarifas e preços, os fornecimentos de energia elétrica estão 2,9% abaixo dos que foram usados no cálculo das tarifas de 2011, sendo esta redução para a BTN ainda mais vincada (-4,3%).

No que diz respeito ao ponto II/A.3 do parecer do CT, a ERSE reconhece existir um lapso nas previsões de energia distribuída em 2013 e 2014, que foram apresentadas na proposta de “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” (Quadro 4-14). Estas previsões foram retificadas na versão final do documento, de acordo com o apresentado no ponto II/C.3 deste documento.

II/B – FINANCIAMENTO DE DESVIOS

A ERSE não pode deixar de considerar as consequências da atual crise financeira na Europa e em particular em Portugal, à qual nenhuma empresa nacional está imune. Deste modo, a ERSE aumentou os *spreads* a aplicar sobre a taxa de juro Euribor a 12 meses para cálculo dos desvios do ano t-1 no Continente e do ano t-2 nas Regiões Autónomas. Contudo, registre-se que a probabilidade destes desvios serem positivos ou negativos é igual, sendo que qualquer atualização dos *spreads* para além do que se considere economicamente razoável para aplicações de curto prazo poderá ter um impacto negativo, não só em termos de alocação dos recursos entre agentes económicos, como também no equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas.

II/C – PROVEITOS PERMITIDOS

II/C 1. REN TRADING

As previsões da ERSE para a evolução do sobrecusto CAE têm em conta, por um lado, as perspetivas de evolução dos custos de produção das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, face à evolução do preço de mercado e, por outro lado, fatores externos às empresas, tais como a renegociação de contratos ou ainda a evolução da procura residual (procura deduzida da produção em regime especial) no mercado. Esta análise é efetuada ponderando-se o comportamento verificado no passado destas centrais.

Nos últimos anos, observou-se uma diminuição substancial da produção da central da Tejo Energia, não só devido à diminuição da procura residual, como também à inversão da ordem de mérito entre as centrais térmicas a carvão e de ciclo combinado a gás natural, fruto do acréscimo do preço relativo do carvão. Incentivado pelo mecanismo estabelecido pelo despacho n.º 11 210/2008, de 17 de Abril de 2008, a menor utilização da central da Tejo Energia permitiu uma colocação da sua produção predominantemente nas horas de ponta e de cheia e que se materializou numa diferença entre os valores médios da receita unitária e do preço de mercado superior a 50% em 2010.

Por seu lado, a central da Turbogás tem mantido um perfil de colocação da produção em mercado relativamente estável e muito superior às restantes centrais de ciclo combinado, devido aos *floors* de consumo definidos no contrato de fornecimento de gás natural em regime de *take or pay*. Deste modo, em 2010 a receita unitária foi inferior ao custo variável de produção (não considerando os custos potenciais de entrada em *take-or-pay*).

Porém, algumas das circunstâncias referidas alteraram-se. Por um lado, perspetiva-se um menor crescimento do preço do carvão face ao petróleo, permitindo a recolocação das centrais térmicas a carvão num maior número de horas do que as centrais de ciclo combinado a gás natural. Por outro lado, a renegociação do contrato de fornecimento de gás natural à Turbogás conduziu à diminuição das quantidades mínimas de gás natural necessárias consumir para não desencadear a cláusula de *take-or-pay*. Neste novo contexto, prevê-se que o fator de utilização da central da Tejo Energia seja superior ao da Turbogás²⁹, permitindo que esta última coloque a sua produção a um preço mais vantajoso do que a Tejo Energia³⁰ e, conseqüentemente, possa cobrir os seus custos variáveis.

Esta perceção não invalida a necessidade da REN proceder à renegociação do contrato de AGC celebrado com a Galp, SA, designadamente por forma a rever as quantidades mínimas de gás natural a consumir. Considera-se conveniente que a revisão dos *floors* de consumo possa ter efeitos já em 2012, indo além do estabelecido para este ano na anterior renegociação do contrato de AGC, o que permitiria aproximar o funcionamento da central da Turbogás da sua verdadeira ordem de mérito no contexto Ibérico.

II/C 2. TRANSPORTE

Seguindo as recomendações do CT, a ERSE procedeu a uma reanálise dos fatores de eficiência propostos para o período 2012-2014. A reanálise efetuada incidiu não só sobre os valores de custos efetivamente incorridos em 2010, tal como é proposto pelo CT, mas considerou também uma abordagem

²⁹ Prevê-se que o fator de utilização passe de 51,5% para 45,7% entre 2011 e 2012 no caso da Turbogás e de 38,5% para 49% no caso da Tejo Energia.

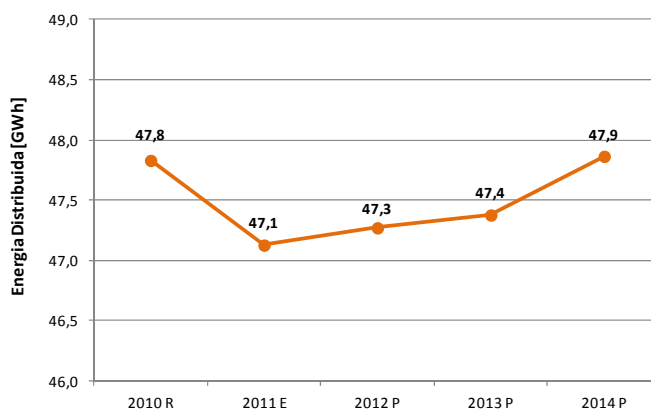
³⁰ Reforçado pelo facto das centrais de ciclo combinado a gás natural sejam mais flexíveis na sua utilização do que as centrais térmicas a carvão.

mais abrangente com a comparação dos desempenhos da REN e da EDP Distribuição bem como o recurso a um estudo internacional de *benchmarking*. Este estudo designado por “International Benchmarking of Electricity Transmission System Operators - e³Grid Project – Final Report”, foi efetuado por Per Agrell e Peter Bogetoft e publicado em Março de 2009³¹, abrangendo um conjunto de 22 operadores da rede de transporte Europeus, baseando-se em dados disponibilizados pelos vários operadores envolvidos (incluindo a REN). Face ao exposto, designadamente a análise suscitada pelo CT alteraram-se as metas de eficiência a aplicar à REN. A ERSE entende não haver justificação para discriminar positivamente a REN face à EDP nas metas de eficiência impostas a cada empresa, nivelando-as no período regulatório 2012-2014.

Assim, com base na reanálise efetuada optou-se por fixar os parâmetros de eficiência associados ao mecanismo de custos incrementais em 3,5% ao ano, tal como é justificado no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”.

II/C 3. DISTRIBUIÇÃO

Como mencionado no último parágrafo do ponto II/A deste documento, as previsões da energia veiculada nas redes de distribuição em 2013 e 2014, cujos valores são utilizados para o cálculo da componente variável dos custos de exploração referente ao indutor “Energia distribuída”, continham um lapso que é retificado na versão final do documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” (Quadro 4-14). A evolução prevista pela ERSE é a que se encontra na figura seguinte.



31 A versão não pública deste estudo é do conhecimento da REN. A sua versão pública pode ser visualizada em http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Benchmarking_electricity_transmission_system_operators.pdf

II/C 4. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

A ERSE regista, mais uma vez, as preocupações do CT acerca da evolução económico-financeira da atividade de comercialização de último recurso.

No que diz respeito à definição para 2012 dos *spreads* sobre as taxas de juro Euribor para o apuramento dos ajustamentos, reitera-se o referido no ponto II/B.

O estudo comparativo de preços de serviços contratados pela EDP SU, cujos resultados foram devidamente analisados e ponderados na preparação do novo período de regulação 2012-2014, e o novo modelo de reporte de informação à ERSE que daí resultou, são instrumentos que permitirão uma monitorização mais ativa da evolução dos custos suportados pela atividade de comercialização de último recurso.

Além disso, a ERSE está atenta aos mais recentes desenvolvimentos do mercado, nomeadamente, o processo de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais.

II/D – REGIÕES AUTÓNOMAS

II/D 1. CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA 2009

A ERSE concorda com a questão levantada pelo CT e reconhece que a mesma pode ter um impacto negativo no equilíbrio económico-financeiro das empresas insulares.

A resolução desta situação seria benéfica para todo o sistema. As empresas reduziriam o seu custo de financiamento o que teria um reflexo positivo nos custos suportados pelo sistema elétrico. Nesta matéria a ERSE limitou-se a dar cumprimento ao despacho do senhor Ministro da Economia e da Inovação de 3 de outubro de 2008.

II/D 2. PARÂMETROS PARA A AQUISIÇÃO EFICIENTE DE FUELÓLEO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

No âmbito da definição dos parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas, foi contratado um estudo à KEMA. No caderno de encargos referente à contratação do mencionado estudo, assinado em 2009, é expressamente referido que um dos produtos a obter pelo estudo é a "Definição, por tipo de custos, do nível de custos a considerar em 2010, isto é, dos custos eficientes para o ano de 2010, para a EDA e para a EEM". Assim, e tendo em conta o acordado com as empresas, as conclusões do estudo são aplicadas pela ERSE no apuramento final dos proveitos de 2010.

II/E – TARIFAS E PREÇOS 2012

II/E 1. TARIFA SOCIAL E ASECE

A ERSE regista com apreço os comentários do Conselho Tarifário.

II/E2. TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR AOS PRODUTORES

A tarifa *G-charge* foi instituída em Espanha a 1 de Janeiro de 2011, estando a ser desenvolvida a sub-regulamentação que permitirá a sua aplicação. Todavia, de acordo com informações disponibilizadas pela *Comisión Nacional de Energía* (CNE), apesar de ainda não estar a ser cobrada aos agentes, a sua aplicação terá efeitos retroativos a 1 de Janeiro de 2011.

II/E3. TARIFAS DE ACESSO

A alteração efetuada na estrutura de preços da tarifa de energia é marginal afetando essencialmente as tarifas do Comercializador de Último Recurso. Embora a modificação da estrutura de preços da tarifa de energia aponte para um menor incentivo ao consumo em horas de vazio, importa referir que o preço final pago pelos clientes é determinado não apenas pela tarifa de energia mas também pela tarifa de acesso às redes, a qual tem um peso muito maior nas horas de ponta e cheia (fora de vazio) do que nas horas de vazio.

No que se refere às variações dos preços das tarifas de acesso, importa referir que acréscimos idênticos em valor absoluto refletem-se naturalmente em acréscimos superiores em valores percentuais, uma vez que preços de energia de vazio são inferiores aos preços de energia de cheias e de ponta.

As tarifas de Acesso às Redes resultam da adição das tarifas de Uso da Rede de Transporte, Uso das Redes de Distribuição e de Uso Global do Sistema. As tarifas de uso das redes têm uma elevada diferenciação por período horário, na medida em que os custos das atividades de redes estão a ser recuperados essencialmente na variável consumo em horas de ponta. Assim, as tarifas de Acesso às Redes já transmitem incentivos à modelação dos consumos, sendo de estudar o aumento dos incentivos à modulação através da introdução de diferenciação horária dos preços da tarifa de uso global do sistema e da análise dos respetivos impactes tarifários.

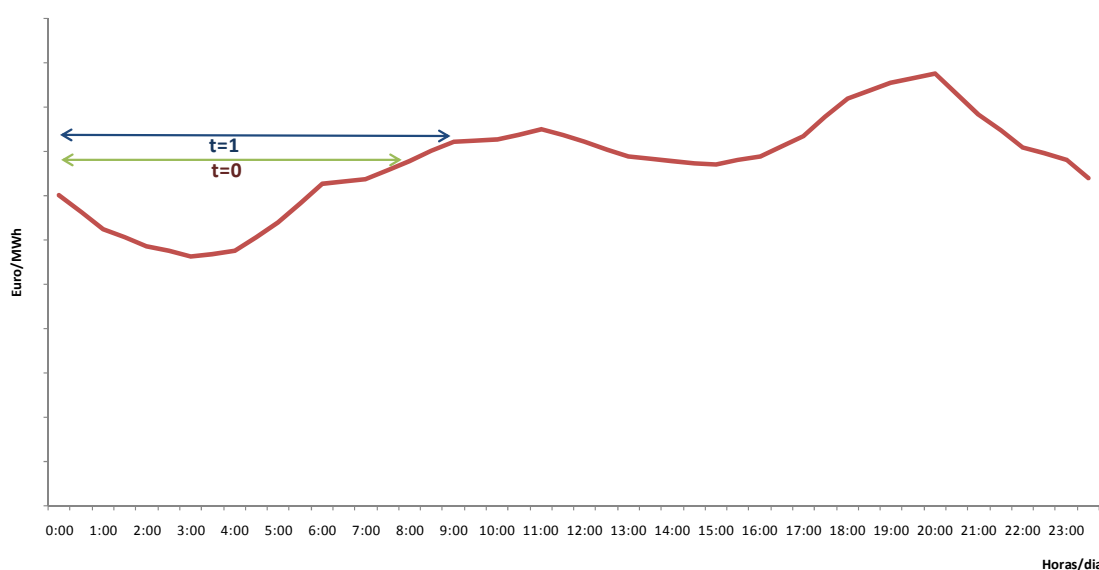
No que diz respeito à harmonização das horas de vazio com Espanha, importa referir que para os clientes de MAT, AT e MT a componente que mais pesa na sua fatura é a parcela relativa aos custos de energia, representando cerca de 70% em MAT e AT e 60% em MT. Os consumidores têm a possibilidade de escolher o seu comercializador e com este acordar os períodos tarifários mais adequados a cada caso, nomeadamente os clientes de MT, AT e MAT que têm telecontagem, podendo

os períodos horários praticados pelos comercializadores ser diferentes dos períodos horários praticados nas tarifas de acesso às redes.

No âmbito das tarifas de Acesso às Redes os atuais períodos foram estabelecidos com base em estudos que a ERSE realizou. Qualquer alteração dos períodos horários deve ser precedida de novos estudos de forma a verificar a sua adequabilidade à realidade atual das redes elétricas nacionais. Adicionalmente, salienta-se que a estrutura tarifária definida para os preços de energia com diferenciação horária é aderente à estrutura de custos marginais. Neste sentido, o preço de energia para cada período horário terá em consideração os custos marginais previstos para esse período.

Da observação do gráfico seguinte, verificamos que o aumento do número de horas de vazio (passagem de $t=0$ para $t=1$) pressupõe um aumento do intervalo de custos marginais, o que conseqüentemente irá resultar num preço médio de vazio superior, e por conseguinte, numa redução da diferenciação dos preços de energia entre as horas de ponta e cheias e as horas de vazio.

Figura 1 – Relação entre o custo marginal de produção e a duração do período vazio



Quanto à introdução de um fator de maior agravamento das TVCF transitórias é objetivo da ERSE incentivar a transferência dos clientes para o mercado livre, pelo que tomamos boa nota do comentário. Todavia, considera-se que o fator aplicado na proposta já é incentivador da transferência de clientes para o mercado livre.

No que concerne ao regime de interruptibilidade, a definição desse regime é da competência do Governo. A ERSE concorda que um regime de interruptibilidade harmonizado entre Portugal e Espanha, deverá ser aderente aos custos evitados de segurança de abastecimento e de gestão do sistema.

**II/E4. CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA ENTRE AS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA E PORTUGAL
CONTINENTAL**

A ERSE regista com apreço os comentários do Conselho Tarifário relativos à metodologia referente ao referencial de convergência e à harmonização da estrutura tarifária.

A adequação dos períodos tarifários tem sido sempre uma das preocupações da ERSE, tendo vindo a ser desenvolvidos estudos sobre a localização desses períodos. Assim, conforme já anteriormente manifestado, apesar de se concordar com a criação de um ciclo semanal, considera-se que a introdução do mesmo deve ser precedida de estudos sobre a duração e a localização dos períodos horários, solicitando-se ao operador de rede da Região Autónoma da Madeira informação histórica sobre os diagramas de carga. O operador de rede da Região Autónoma dos Açores já forneceu à ERSE a referida informação.

II/F – MERCADO LIVRE E TVCF TRANSITÓRIAS

O enquadramento legal para a aprovação das tarifas transitórias, anuais, encontra-se estabelecido no Decreto-Lei n.º 104/2010. Nos termos deste diploma as tarifas transitórias a aprovar pela ERSE são estabelecidas agora para vigorar durante o ano de 2012.

A ERSE considera que os valores definidos para as tarifas transitórias são incentivadores para a escolha de comercializador em regime de mercado em 2012. No entanto, reconhecendo que esta escolha não depende apenas dos preços das tarifas transitórias, a ERSE procurará complementar a publicação das tarifas transitórias com a divulgação de informação sobre o mercado liberalizado e sobre a extinção das tarifas reguladas para fornecimentos superiores ou iguais a BTE, disponibilizando, igualmente, ferramentas de apoio à escolha de comercializador.

As previsões da ERSE para o preço da energia no mercado livre tiveram em linha de conta não só a evolução dos preços nos mercados futuros dos combustíveis fósseis e do OMIP, como também com a tendência de crescimento da produção em regime especial num cenário de estagnação ou mesmo de diminuição do consumo de energia elétrica em toda a Península Ibérica previsto para 2012.

Relativamente aos custos da atividade de comercialização a ERSE, nas suas decisões, tem em conta não só a informação da empresa, bem como o contexto de mercado em que atividade se insere, considerando que ainda existe espaço para obtenção de ganhos de eficiência ao nível do CUR.