

**TARIFAS E PREÇOS
PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2013**

Dezembro 2012

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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 legislativas ocorridas com impacte nas tarifas de energia elétrica de 2013	1
0.2	Evolução das tarifas para a energia elétrica em 2013 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.....	9
0.3.3	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados	10
0.3.3.1	Medidas de sustentabilidade e outros ajustamentos aos custos de energia	13
0.3.3.2	Sobrecusto de Produção em Regime Especial	14
0.3.3.3	Custos para a manutenção do equilíbrio contratual.....	15
0.3.3.4	Diferencial de custo das centrais com CAE.....	16
0.3.3.5	Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.....	16
0.3.4	Amortizações e juros da dívida tarifária	17
0.3.5	Procura de energia elétrica	19
0.3.6	Proveitos permitidos por atividade em 2013	20
1	INTRODUÇÃO	23
2	ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SECTORIAL.....	25
2.1	Economia mundial	25
2.2	Economia portuguesa	26
2.3	Enquadramento sectorial	27
3	PROVEITOS PERMITIDOS	31
3.1	Proveitos permitidos a recuperar em 2013	36
3.2	Proveitos de energia e comercialização	41
3.3	Proveitos da UGS	56
3.3.1	Custos de gestão do sistema.....	57
3.3.2	Interruptibilidade.....	57
3.3.3	Taxa de remuneração dos terrenos de domínio público hídrico.....	58
3.3.4	Custos com garantia de potência.....	59
3.3.5	Mecanismo da Correção de Hidraulicidade	59
3.3.6	Desconto por aplicação da tarifa social	60
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), BTE e BTN e o sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória	61
3.3.8	Alisamento dos custos com a PRE	62
3.3.9	Custos de interesse económico geral e estabilidade tarifária.....	64
3.3.10	Evolução do Sobrecusto da PRE	70
3.3.11	Proveitos a recuperar nos próximos anos.....	72

3.4	Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica	73
3.5	Proveitos do comercializador de último recurso	75
4	TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2013.....	79
4.1	Tarifas	79
4.2	Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT	84
4.2.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	84
4.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	86
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.....	86
4.2.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT.....	86
4.3	Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição	88
4.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	88
4.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	93
4.3.3	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	95
4.4	Tarifas por atividade do Comercializador de último recurso	98
4.4.1	Tarifa de Energia.....	98
4.4.2	Tarifas de Comercialização.....	99
4.5	Tarifas de Acesso às Redes	100
4.6	Tarifas de Acesso às Redes da Mobilidade Elétrica.....	103
4.7	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	104
4.8	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	108
4.8.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2013.....	109
4.9	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	111
4.9.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2013.....	112
4.10	Tarifa Social	114
4.10.1	Tarifa social de Acesso às Redes a vigorar em 2013.....	116
4.10.2	Tarifa social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso a vigorarem em 2013	117
5	PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS.....	119
5.1	Parâmetros a vigorar em 2013.....	119
5.2	Valores mensais a transferir pela REN	125
5.2.1	Transferências para a Região Autónoma dos Açores	125
5.2.2	Transferências para a Região Autónoma da Madeira	126
5.2.3	Transferências entre a REN os centros electroprodutores.....	128
5.3	Valores mensais a transferir pela EDP Distribuição	128
5.4	Amortização e juros da dívida tarifária.....	133
5.5	Ajustamentos tarifários de 2011 e 2012.....	135
6	PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS	139
6.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais	139

6.1.1	Enquadramento regulamentar.....	139
6.1.2	Propostas das empresas.....	139
6.1.2.1	Preços de leitura extraordinária	139
6.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	142
6.1.2.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	142
6.1.2.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	144
6.1.3	Preços para vigorarem em 2013.....	148
6.1.3.1	Preços de leitura extraordinária	149
6.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	151
6.1.3.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais	152
6.1.3.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica	153
6.2	Preços previstos no Regulamento da Qualidade de Serviço.....	159
6.2.1	Enquadramento regulamentar.....	159
6.2.2	Proposta das empresas	159
6.2.2.1	Verificação da qualidade da onda de tensão.....	159
6.2.2.2	Visita às instalações de clientes	163
6.2.2.3	Artigo 35.º - Avarias na Alimentação Individual dos Clientes.....	164
6.2.3	Valores para vigorarem em 2013.....	165
6.2.3.1	Monitorização da Onda Tensão.....	165
6.2.3.2	Visita às Instalações de Clientes (Artigo 34.º do RQS)	168
6.2.3.3	Avarias na Alimentação Individual do Cliente (Artigo 35.º do RQS)	169
7	ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES PROPOSTAS.....	173
7.1	Impacte no preço médio das tarifas por atividade	173
7.1.1	Evolução do preço médio das tarifas por atividade entre 2012 e 2013.....	173
7.1.2	Evolução das tarifas por atividade entre 1999 e 2013.....	178
7.2	Impacte no preço médio das tarifas de acesso às redes.....	181
7.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes entre 2012 e 2013	181
7.2.2	Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013.....	188
7.2.3	Evolução das tarifas de Acesso às Redes entre 1999 e 2013	191
7.3	Impacte no preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso	194
7.3.1	Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais entre 2012 e 2013.....	194
7.3.2	Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2013	198
7.3.3	Evolução das Tarifas de Venda a Clientes Finais entre 1990 e 2012	201
7.4	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	203
7.4.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 2012 e 2013.....	203
7.4.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 1990 e 2012.....	206
7.5	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	209
7.5.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 2012 e 2013.....	209
7.5.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 1990 e 2013	212
7.6	Análise da Convergência Tarifária	214

7.7	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, em 2013	217
7.7.1	Análise dos custos	217
7.7.2	Impactes tarifários dos custos de interesse económico geral em 2013	222
ANEXOS	227
ANEXO I SIGLAS	229
ANEXO II DOCUMENTOS COMPLEMENTARES	235
ANEXO III PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2013”	239
ANEXO IV COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2013”	375

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, em BTN.....	3
Quadro 0-2 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, em MAT, AT, MT e BTE	4
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores.....	4
Quadro 0-4 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira.....	4
Quadro 0-5 - Impacte nas variações tarifárias globais da convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira	5
Quadro 0-6 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2013.....	6
Quadro 0-7 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental	6
Quadro 0-8 - Pressupostos financeiros.....	9
Quadro 0-9 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para 2012 e para 2013.....	10
Quadro 0-10 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2013	12
Quadro 0-11 - Ajustamentos de 2011 e 2012 a repercutir em tarifas de 2013.....	14
Quadro 0-12 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2013.....	17
Quadro 0-13 - Amortização e juros da dívida tarifária	18
Quadro 0-14 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas.....	19
Quadro 0-15 - Proveitos permitidos em Portugal continental em 2013	20
Quadro 0-16 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas, em 2013.....	21
Quadro 2-1 - Principais indicadores económicos.....	27
Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no sector elétrico	32
Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no sector elétrico (cont. I).....	33
Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no sector elétrico (cont. II).....	34
Quadro 3-4 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental	39
Quadro 3-5 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	40
Quadro 3-6 - Remuneração dos terrenos situados no domínio hídrico	58
Quadro 3-7 - Valor máximo de referência para FCH	60
Quadro 3-8 - Tarifa social a pagar pelos titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário.....	61
Quadro 3-9 - Reclassificação da “Cogeração ^{FER} ”	62
Quadro 3-10 - Alisamento do sobrecusto da PRE previsto para 2013	63
Quadro 3-11 - Alisamento dos sobrecustos da PRE previstos para 2012 e 2013.....	64
Quadro 3-12 - Ajustamentos de 2011 e 2012 a repercutir em tarifas de 2013.....	65
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas.....	80
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	85

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	85
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	85
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	85
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	86
Quadro 4-7 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2013	87
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.....	87
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.....	88
Quadro 4-10 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema.....	89
Quadro 4-11 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento.....	91
Quadro 4-12 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema.....	92
Quadro 4-13 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	93
Quadro 4-14 - Desagregação do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema.....	93
Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	94
Quadro 4-16 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	94
Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	95
Quadro 4-18 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2013.....	95
Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	96
Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	96
Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	96
Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	97
Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	97
Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	98
Quadro 4-25 - Preços da tarifa transitória de Energia	99
Quadro 4-26 - Preços da tarifa transitória de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	99
Quadro 4-27 - Preços das tarifas de Comercialização	100
Quadro 4-28 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2013.....	101

Quadro 4-29 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica a vigorarem em 2013.....	104
Quadro 4-30 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2013.....	105
Quadro 4-31 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2013.....	110
Quadro 4-32 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2013.....	113
Quadro 4-33 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2013.....	117
Quadro 4-34 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2013 em Portugal continental.....	117
Quadro 4-35 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2013 na Região Autónoma dos Açores.....	118
Quadro 4-36 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2013 na Região Autónoma da Madeira.....	118
Quadro 5-1 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	125
Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA.....	126
Quadro 5-3 - Transferências da REN para o Banco Comercial Português e para a Caixa Geral de Depósitos.....	127
Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM.....	127
Quadro 5-5 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência e à tarifa social.....	128
Quadro 5-6 - Transferências da EDP Distribuição para a EDP Serviço Universal.....	129
Quadro 5-7 - Transferências da EDP Distribuição para o Banco Comercial Português, para a Caixa Geral de Depósitos.....	130
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.....	130
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.....	131
Quadro 5-10 - Transferências para o Banco Comercial Português do valor do ajustamento anual do montante da compensação referente a 2010, devido pela cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia.....	131
Quadro 5-11 - 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.....	132
Quadro 5-12 - Transferências da EDP Distribuição para a REN referente ao diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC de 2011.....	132
Quadro 5-13 - Transferências da EDP Distribuição para a REN referente à tarifa social.....	133
Quadro 5-14 - Amortização e juros da dívida tarifária ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.....	134
Quadro 5-15 - Amortização e juros da dívida tarifária.....	135
Quadro 5-16 - Valor dos ajustamentos de 2011 e 2012 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading.....	136
Quadro 5-17 - Valor dos ajustamentos de 2011 incluídos nos proveitos permitidos da REN.....	136
Quadro 5-18 - Valor dos ajustamentos de 2011 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição.....	137

Quadro 5-19 - Valor dos ajustamentos de 2011 e 2012 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal.....	137
Quadro 5-20 - Valor dos ajustamentos de 2011 incluídos nos proveitos permitidos de 2013 da EDA	138
Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2011 incluídos nos proveitos permitidos de 2013 da EEM	138
Quadro 6-1 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDP Distribuição	140
Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2013	141
Quadro 6-3 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EDA.....	141
Quadro 6-4 - Preços da leitura extraordinária – Proposta EEM.....	142
Quadro 6-5 - Quantia mínima a pagar em caso de mora – Proposta da EDP Serviço Universal, da EDA e da EEM.....	142
Quadro 6-6 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da EDA e da EEM	143
Quadro 6-7 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da EDP Distribuição.....	143
Quadro 6-8 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDP Distribuição	145
Quadro 6-9 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EDA.....	146
Quadro 6-10 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica - Proposta EEM.....	147
Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2013	150
Quadro 6-12 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2013	150
Quadro 6-13 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2013	151
Quadro 6-14 - Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2013 em Portugal continental, na RAA e na RAM.....	152
Quadro 6-15 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2013 em Portugal continental, na RAA e na RAM	153
Quadro 6-16 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT para 2013	153
Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2013 (AT, MT e BT).....	155
Quadro 6-18 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2013	157
Quadro 6-19 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2013.....	158
Quadro 6-20 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em MAT, AT e MT para 2013	160
Quadro 6-21 - Estimativa dos custos das ações de monitorização em BT para 2013	161
Quadro 6-22 - Valores limite propostos pela EDP Distribuição (monitorização da qualidade da onda de tensão).....	162
Quadro 6-23 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2013.....	162
Quadro 6-24 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EDA	163
Quadro 6-25 - Valor limite previsto no artigo 7.º do RQS – Proposta da EEM.....	163
Quadro 6-26 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EDA	164

Quadro 6-27 - Quantia prevista no artigo 34.º do RQS – Proposta da EEM	164
Quadro 6-28 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EDA	165
Quadro 6-29 - Quantia prevista no artigo 35.º do RQS – Proposta da EEM	165
Quadro 6-30 - Valores limite previstos no artigo 46.º do RQS para 2013 em Portugal continental (monitorização da onda de tensão)	166
Quadro 6-31 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2013, na RAA (monitorização da onda de tensão)	167
Quadro 6-32 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2013, na RAM (monitorização da onda de tensão)	168
Quadro 6-33 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2012 (visita à instalação do cliente)	169
Quadro 6-34 - Preço previsto no artigo 34.º do RQS para 2012 (visita à instalação do cliente)	169
Quadro 6-35 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2013 na RAA (avarias na alimentação individual dos clientes)	170
Quadro 6-36 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2013 na RAM (avarias na alimentação individual dos clientes)	171
Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por atividade	179
Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes 2013/2012	181
Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão	193
Quadro 7-4 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN 2013/2012	196
Quadro 7-5 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão	203
Quadro 7-6 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA	203
Quadro 7-7 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, por nível de tensão	208
Quadro 7-8 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM	209
Quadro 7-9 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, por nível de tensão	214
Quadro 7-10 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2013	220
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 2013	222

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999.....	11
Figura 0-2 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	13
Figura 0-3 – Sobrecusto PRE por unidade produzida	15
Figura 2-1 - Taxas de variação	28
Figura 2-2 - Intensidade energética em Portugal continental	28
Figura 3-1 - Proveitos do sector elétrico	37
Figura 3-2 - Estrutura dos proveitos por sector por atividade	38
Figura 3-3 - Proveitos de energia e comercialização do CUR.....	41
Figura 3-4 - Energia e número de clientes	42
Figura 3-5 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema.....	42
Figura 3-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal.....	43
Figura 3-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha.....	44
Figura 3-8 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha.....	44
Figura 3-9 - Evolução do preço <i>spot</i> e dos mercados de futuros	46
Figura 3-10 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) base 100 2004.....	47
Figura 3-11 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> , em euros (base 100 2004).....	48
Figura 3-12 - Energia transacionada por tecnologia	49
Figura 3-13 - Peso relativo das tecnologias com preços ofertados acima de 95% do preço de mercado MIBEL	50
Figura 3-14 - Evolução do preço <i>Brent</i> (EUR/bbl) entre 1992 e 2012	51
Figura 3-15 - Evolução do preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) entre 2009 e 2012	52
Figura 3-16 - Evolução do preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t).....	53
Figura 3-17 - Evolução do preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t) (base 100 2008).....	53
Figura 3-18 - Diferencial da atividade de Comercialização resultante da extinção das tarifas reguladas para consumos em NT, BTE e BTN	56
Figura 3-19 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS	56
Figura 3-20 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente.....	57
Figura 3-21 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia	66
Figura 3-22 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS	67
Figura 3-23 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	68
Figura 3-24 - Evolução do sobrecusto PRE (valores previstos para tarifas)	70
Figura 3-25 - Evolução do sobrecusto PRE (valores ocorridos).....	71
Figura 3-26 - Custo total com a aquisição a produtores em regime especial.....	71
Figura 3-27 - Proveitos a recuperar nos próximos anos	72
Figura 3-28 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição.....	73
Figura 3-29 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente	74

Figura 3-30 - Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais.....	75
Figura 3-31 - Variação do proveito unitário da TVCF de 2012 para 2013	76
Figura 3-32 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis.....	76
Figura 3-33 - Fornecimentos do CUR	77
Figura 3-34 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF.....	78
Figura 3-35 - Decomposição da variação nos proveitos unitários	78
Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2013 da RAA	109
Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2013 da RAM	112
Figura 7-1 - Preço médio da tarifa transitória de Energia 2013/2012	174
Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema 2013/2012	175
Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT 2013/2012	175
Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT 2013/2012	176
Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT 2013/2012.....	176
Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT 2013/2012	177
Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT 2013/2012.....	177
Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN 2013/2012	178
Figura 7-9 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2012).....	180
Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes 2013/2012.....	182
Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema 2013/2012.....	182
Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT 2013/2012.....	184
Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT 2013/2012.....	184
Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT 2013/2012.....	185
Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT 2013/2012.....	185
Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT 2013/2012.....	186
Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT 2013/2012.....	186
Figura 7-18 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE 2013/2012.....	187
Figura 7-19 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE 2013/2012.....	187
Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN 2013/2012.....	188
Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN 2013/2012.....	188
Figura 7-22 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013, decomposto por atividade	189

Figura 7-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013	189
Figura 7-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral.....	190
Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral	191
Figura 7-26 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....	192
Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2012)	193
Figura 7-28 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em MT 2013/2012	195
Figura 7-29 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTE 2013/2012.....	195
Figura 7-30 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN 2013/2012	196
Figura 7-31 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA) 2013/2012	197
Figura 7-32 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (\leq 20,7 kVA) 2013/2012	197
Figura 7-33 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2013....	198
Figura 7-34 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2013.....	199
Figura 7-35 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2013, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral.....	200
Figura 7-36 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2013, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral	200
Figura 7-37 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes).....	202
Figura 7-38 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2012)	202
Figura 7-39 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA	204
Figura 7-40 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA	205
Figura 7-41 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA	205
Figura 7-42 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAA ..	206
Figura 7-43 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (\leq 20,7 kVA) na RAA ..	206
Figura 7-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)	207
Figura 7-45 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2012).....	208
Figura 7-46 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM.....	209
Figura 7-47 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM.....	210
Figura 7-48 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM.....	211
Figura 7-49 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM ..	211
Figura 7-50 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (\leq 20,7 kVA) na RAM ..	212
Figura 7-51 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes).....	213

Figura 7-52 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2012).....	214
Figura 7-53 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2012 e 2013	215
Figura 7-54 - 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	216
Figura 7-55 - 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	216
Figura 7-56 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999..	221
Figura 7-57 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2013, decomposto por componente	223
Figura 7-58 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2013.....	224
Figura 7-59 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes	225
Figura 7-60 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes	226

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2013” fundamenta as tarifas e preços a vigorarem em 2013. Este documento integra os seguintes anexos: (i) “Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector elétrico em 2013” (ii) “Ajustamentos referentes a 2011 e 2012 a repercutir nas tarifas de 2013”, (iii) “Estrutura tarifária do Sector Elétrico em 2013” e (iv) “Caracterização da procura de energia elétrica em 2013”.

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE submeteu a 15 de outubro de 2012, 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 2013”. O Conselho Tarifário emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, a 15 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 ao mesmo.

As tarifas, ora aprovadas, para 2013 em Portugal continental e nas Regiões Autónomas são as seguintes: (i) tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso em Portugal continental, (ii) tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso nas regiões Autónomas, (iii) tarifas de Acesso às Redes pagas pelo uso das redes de transporte e de distribuição e pelo uso global do sistema e, (iv) 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). No mercado regulado os preços praticados correspondem às tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aprovadas pela ERSE, calculadas somando as tarifas de Acesso às Redes com as tarifas transitórias 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 LEGISLATIVAS OCORRIDAS COM IMPACTE NAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA DE 2013

O documento de tarifas de energia elétrica para 2013 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

- Portaria n.º 310/2011, de 21 de dezembro, que revoga o regime de prestação do serviço de interruptibilidade estabelecido pela Portaria n.º 1309/2010, de 23 de dezembro;
- Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, que estabelece o regime de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em BTN e adota mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis, nomeadamente no que respeita ao relacionamento comercial e às tarifas e preços. Este diploma estabelece também a extinção do regime transitório de fornecimento de eletricidade a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE, previsto no artigo 6.º do Decreto -Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro;
- Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio, que revoga o regime de prestação de serviços de garantia de potência dos centros electroprodutores ao SEN ao abrigo da Portaria n.º 765/2010 de 20 de agosto, e Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, que estabelece o novo regime para a atribuição de incentivos à garantia de potência, nas modalidades de incentivo à disponibilidade e incentivo ao investimento;
- Portaria 325-A/2012, de 16 de outubro, que altera a Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio, que estabelece os termos da tarifa de referência do regime remuneratório aplicável às instalações de cogeração, nos termos e para os efeitos do disposto no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto.
- Despacho n.º 13 596/2012, de 19 de outubro, que determina em 1,3% o limite máximo de variação da tarifa social aplicável aos consumidores economicamente vulneráveis.
- Decreto-Lei n.º 252/2012, de 26 de novembro, que transpõe para a ordem jurídica nacional o disposto no n.º 11 do artigo 1.º da Diretiva 2009/92/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho de 23 de abril. O diploma institui que a partir de 1 de janeiro de 2013, as licenças de emissão que não sejam atribuídas a título gratuito ficam sujeitas a venda em leilão. São estabelecidos os princípios dos leilões de licenças de emissão, em que 80% das receitas desses leilões devem ser utilizadas para compensar o sobrecusto total da PRE a partir de fonte de energia renovável. É também estabelecida a transição das licenças sobranes do PNALE II, nomeadamente os proventos da sua utilização, que deverão constituir receitas do Fundo Português de Carbono, bem como a sua aplicabilidade.
- Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, que consagra o diferimento dos ajustamentos anuais (i) dos custos relativos à parcela de acerto, dos CMEC e (ii) do sobrecustos CAE, bem como (iii) a dedução, no sobrecusto com aquisição da PRE a partir de fontes renováveis, das receitas geradas pela venda de licenças de emissão de gases com efeito de estufa. Neste diploma é também determinado que os comercializadores de último recurso devem, até 31 de

dezembro de 2013, continuar a fornecer eletricidade a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento.

- Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, que determina a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, entre os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento e a sua afetação aos consumidores em cada nível de tensão e tipo de fornecimento, tendo em conta a potência contratada, o perfil tarifário, bem como os consumos verificados por período horário e sazonal, de forma a incentivar a modulação e uma maior eficiência energética do consumo, nos termos do n.º 2 do artigo 61.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro e da Portaria nele prevista.

0.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2013 E DOS PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

O processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa tensão normal (BTN), consagrado pelo Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, tem subjacente o seguinte calendário de extinção: (i) a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA; (ii) a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

O citado diploma prevê a existência de tarifas transitórias a aplicar aos clientes que não exerçam o direito de escolha de um fornecedor de energia elétrica em regime de mercado. Este período transitório termina a 31 de dezembro de 2014, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA, e a 31 de dezembro de 2015 para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

Assim, a partir de 1 de janeiro de 2013, as tarifas de Venda a Clientes finais publicadas pela ERSE para Portugal continental passam a ter um carácter transitório, sendo suscetíveis de revisão trimestral, de acordo com o referido Decreto-Lei.

Em 2013 estas tarifas aplicam-se à totalidade dos fornecimentos em MAT, AT, MT, BTE e BTN.

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

	Varição 2013/2012
Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN	2,8%
Tarifa Social de Venda a Clientes Finais em BTN	1,3%

Quadro 0-2 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, em MAT, AT, MT e BTE

	Variação 2013/2012
Tarifas Transitórias	
Venda a Clientes Finais em MAT	3,8%
Venda a Clientes Finais em AT	3,8%
Venda a Clientes Finais em MT	3,8%
Venda a Clientes Finais em BTE	3,8%

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

As tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas são aplicadas pelos comercializadores de último recurso.

No Quadro 0-3 e no Quadro 0-4 apresentam-se as variações das tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

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

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	Variação 2013/2012
Clientes finais em MT	1,9%
Clientes finais em BTE	3,8%
Clientes finais em BTN	2,7%
Tarifa Social em BTN	1,3%

Quadro 0-4 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	Variação 2013/2012
Clientes Finais em MT	2,3%
Clientes Finais em BTE	4,6%
Clientes Finais em BTN	2,8%
Tarifa Social em BTN	1,3%

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 sector 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.

Em 2013, 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 2013 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 0-5 - 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	95,4%	2,6%
Região Autónoma da Madeira	78,9%	3,1%

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 0-6), em Portugal continental, é diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento.

Quadro 0-6 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2013

	Variação 2013/2012
Tarifas de Acesso às Redes	4,8%
Acesso às Redes em MAT	14,7%
Acesso às Redes em AT	13,4%
Acesso às Redes em MT	0,6%
Acesso às Redes em BTE	4,9%
Acesso às Redes em BTN	5,2%

A variação das tarifas de acesso às redes depende dos custos associados ao uso das redes de transporte e distribuição e dos custos de interesse económico geral e política energética incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema. Em virtude da alocação diferenciada de custos na tarifa de UGS, os impactes tarifários afetam de forma distinta os clientes em BTN e os restantes.

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 transitórias de Venda a Clientes Finais. No Quadro 0-7 apresentam-se as variações das tarifas por atividade em Portugal continental.

Quadro 0-7 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental

	Variação 2013/2012
Tarifa de Energia	2,8%
Tarifa de Uso Global do Sistema	-0,3%
Tarifas de Uso de Redes	
Uso da Rede de Transporte	22,5%
Uso da Rede de Distribuição em AT	6,8%
Uso da Rede de Distribuição em MT	7,5%
Uso da Rede de Distribuição em BT	6,5%
Tarifas de Comercialização	1,0%

Da análise do quadro anterior verifica-se que a variação tarifária global de 2,8% para a BTN é o resultado de:

- uma variação da componente de energia de 2,8%;
- uma variação mais acentuada das tarifas de Uso das Redes justificada, em parte, pela diminuição da procura observada nos últimos anos;
- um decréscimo de 0,3% da tarifa de Uso Global do Sistema justificado, em parte,
 - pela eliminação dos pagamentos de garantia de potência aos centros electroprodutores e da repercussão dos sobrecustos da PRE num período alargado de 5 anos,
 - pelo adiamento do CMEC de 2011 e do sobrecusto dos CAE de 2012 e pela reversão das receitas associadas à venda das licenças de emissão de gases com efeito de estufa nas tarifas elétricas.

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, os preços dos serviços regulados aprovados para 2013 sofreram as seguintes alterações:

- Os preços aplicáveis a instalações em BTE, MT, AT e MAT refletem os custos da prestação dos serviços. A grande maioria dos preços sofre aumentos entre 0,4% e 1,8%.
- Os preços aplicáveis a instalações em BTN que ainda não reflitam totalmente os custos sofrem aumentos que, em alguns casos, atingem os 5% em 2013, de modo a assegurar uma gradual aderência dos preços aos custos de prestação destes serviços. A grande maioria dos preços sofre aumentos entre 0,4% e 1,8%.
- Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora no pagamento das faturas não sofrem alterações.

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 0,4%.

0.3 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO DOS PROVEITOS

A determinação das tarifas para 2013 tem em consideração os valores dos custos e investimentos ocorridos em 2011, estimados para 2012 e os previstos para 2013, 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 2013.

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

0.3.1 PRESSUPOSTOS FINANCEIROS

Os pressupostos financeiros que serviram de base à elaboração das tarifas e preços para a energia elétrica e serviços regulados para 2013, são os seguintes:

Quadro 0-8 - Pressupostos financeiros

	2013
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2011, para cálculo dos ajustamentos de 2011	2,01%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2011 e de 2012	1,19%
<i>Spread</i> no ano 2011 para cálculo dos ajustamentos de 2011 nas atividades reguladas do Continente	2,00 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2011 para cálculo dos ajustamentos de 2011 nas atividades reguladas das Regiões Autónomas	2,50 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2012 para cálculo dos ajustamentos de 2011 e dos ajustamentos de 2012	1,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2012, para cálculo das rendas dos défices tarifários	0,65%
<i>Spread</i> dos défices de 2006 e 2007	0,50 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)	4,68%
Taxa definitiva aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2012	6,32%
Taxa aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2013	5,87%
Taxa média de financiamento da EDP – Energias de Portugal, SA, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidráulidade para 2011 e 2012	4,00%

0.3.2 CUSTOS DE APROVISIONAMENTO DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

As recentes alterações legislativas ocorridas em Espanha, tendentes a diminuir o *deficit* tarifário espanhol, fazem antever um agravamento do custo de produção de energia para 2013. De modo a considerar os possíveis impactes no custo de aquisição de energia elétrica pelo CUR, as previsões da

ERSE para 2013 tiverem em consideração o preço médio dos contratos de futuros *peak load* em Espanha para 2013, ocorrido nos 15 dias posteriores à publicação do projeto de Decreto-Lei.

Assim, o preço médio diário no mercado *spot* de energia elétrica previsto para 2013 em Portugal é de 57,6 €/MWh, o qual acrescido do acerto ao preço de mercado base devido ao perfil horário de compras de energia elétrica por parte do CUR (cada vez mais associado às horas de ponta e cheia, devido ao maior peso da BTN), bem como dos custos com os serviços de sistema e dos desvios do CUR, resulta num custo médio de aquisição de energia elétrica para 2013 de cerca de 62,0 €/MWh.

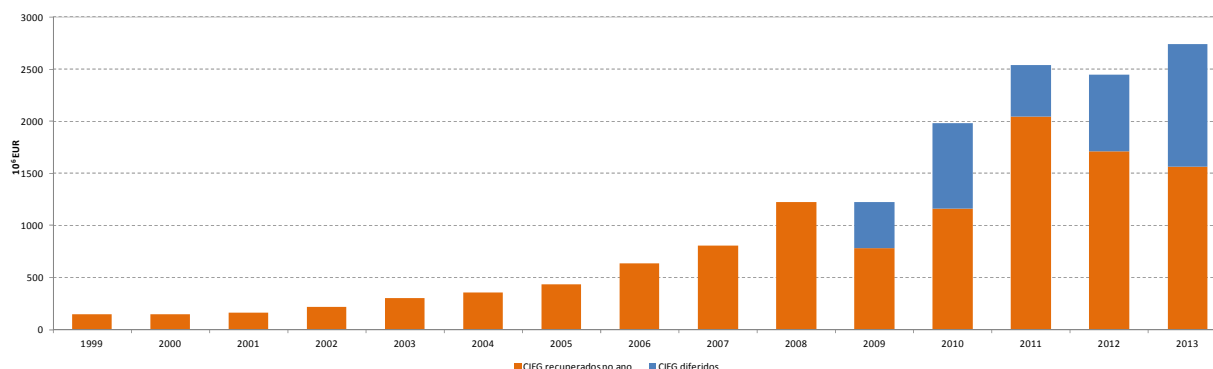
Quadro 0-9 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para 2012 e para 2013

	2012		2013
	Tarifas 2012	Estimativa 2012 (valores reais até Agosto)	Tarifas 2013
Preço médio de aquisição do CUR em Portugal €/MWh	60,1	55,0	62,0
Preço petróleo EUR/bbl	77,7	88,0	85,6
Índice de produtividade hidroelétrica	1,0	0,35	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.

A figura seguinte mostra a evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999.

Figura 0-1 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999

O total de custos de política energética incluídos nas tarifas de 2013 é de cerca de 2,7¹ 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.

Da análise desta figura observa-se uma tendência acentuada de crescimento dos Custos de Interesse Económico Geral, designadamente até 2011. Os valores apresentados incluem os custos a recuperar em cada ano, bem como os valores sujeitos a medidas excecionais com efeito de diferimento no ano.

O Quadro 0-10 apresenta as várias parcelas de custos que compõem os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas de energia elétrica.

¹ Diz respeito à soma de 2,588 mil milhões de euros de custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de 0,140 mil milhões de euros decorrentes de medidas de estabilidade ao abrigo do DL n.º 165/2008 (ver Quadro 0-10).

Quadro 0-10 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2013

Unidade: 10³ EUR

	2012	2013	Variação 2013/2012
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	2 301 897	2 588 432	12,4%
Sobrecusto da PRE	1 294 540	1 312 123	1,4%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	296 250	591 321	99,6%
Sobrecusto dos CAE	133 631	191 286	43,1%
Rendas de concessão da distribuição em BT	248 231	257 059	3,6%
Sobrecusto da RAA e da RAM	183 429	190 189	3,7%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	20 300	19 776	-2,6%
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 963	19 448	-2,6%
Custos de natureza ambiental	151	420	177,2%
Terrenos das centrais	23 525	21 414	-9,0%
Custos com a garantia de potência	60 426	-35 823	-159,3%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	11 500	11 500	0,0%
ERSE	5 112	5 113	0,0%
Gestão das faixas de combustível	4 200	4 200	0,0%
OMIP e OMIClear	232	0	
Autoridade da Concorrência	407	406	-0,2%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	488 140	76 641	
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	148 142	140 466	
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	110 174	104 457	
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	37 968	36 009	
Medidas de sustentabilidade de mercados	350 307	-62 935	
Diferencial extinção TVCF	1 004	13 297	
Sobreprovento	-5 249	-10 590	
Tarifa social	-6 064	-3 597	
Alisamento dos custos da PRE	-939 005	-950 766	
Alisamento do sobrecusto da PRE	-939 005	-950 766	
Diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC	-141 480	-149 825	
Diferimento excepcional do ajustamento de 2012 do sobrecusto CAE		-13 317	
Total	1 709 552	1 551 165	-9,3%

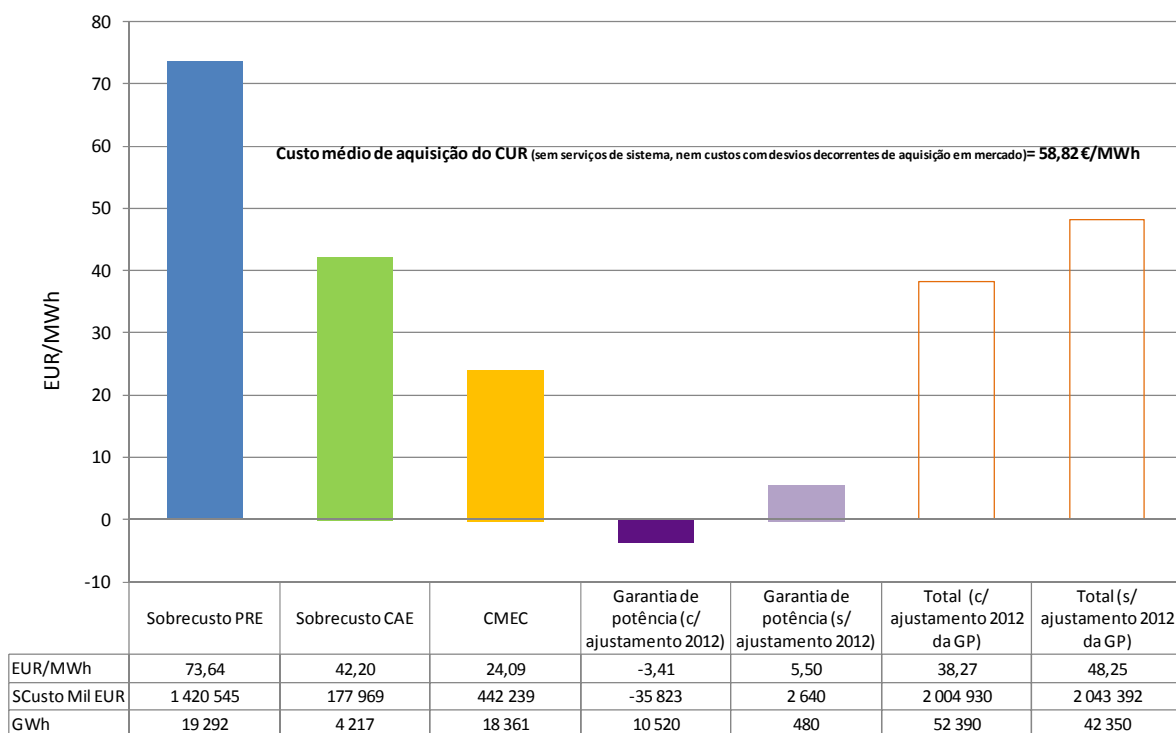
Na Figura 0-2 apresentam-se os custos de CIEG associados à produção em regime especial (PRE), aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, aos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e ao incentivo ao investimento em capacidade de produção previsto nos serviços de garantia de potência determinados de acordo com a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, por unidade prevista produzir em 2013 pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos.

Refira-se que, para esta análise não foram considerados:

- i) 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;

- ii) Os efeitos do diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC de 2011 estabelecido no artigo n.º 2 do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro;
- iii) o diferimento do ajustamento previsional de 2012 do sobrecusto CAE estabelecido no artigo n.º 3 do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro;
- iv) a dedução aos montantes de proveitos permitidos do valor das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa, estabelecido no artigo n.º 5 do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro.

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



Nota: Estes valores incluem os ajustamentos dos anos anteriores.

O preço de referência para determinação do sobrecusto PRE é de 57,56 €/MWh (não incorpora o custo unitário de acerto de contas resultante dos desvios da PRE).

0.3.3.1 MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE E OUTROS AJUSTAMENTOS AOS CUSTOS DE ENERGIA

Os ajustamentos aos custos de energia são efetuados, a título provisório, ao fim de um ano e a título definitivo, ao fim de dois anos. Assim, as tarifas para 2013 incluem o ajustamento definitivo referente ao ano de 2011 dos custos com a produção de energia elétrica em regime ordinário e do sobrecusto com a aquisição a produtores em regime especial e os ajustamentos provisórios destas duas componentes referentes ao ano de 2012. Atualmente, todos os ajustamentos relativos a custos de energia são

repartidos por todos os consumidores através das tarifas de Uso Global do Sistema aplicadas pelos operadores da rede de transporte e de distribuição.

Consideram-se os 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); o sobrecusto aos Produtores em Regime Especial; e (iv) os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Os desvios decorrentes de aquisições no mercado organizado pelo comercializador de último recurso são recuperados através da tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Distribuição enquanto parcela de sustentabilidade.

O Quadro 0-11 sintetiza os ajustamentos de 2011 e 2012 a refletir nas tarifas de 2013.

Quadro 0-11 - Ajustamentos de 2011 e 2012 a repercutir em tarifas de 2013

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento 2011	Ajustamento 2012	Total
Tarifa de energia	82,06	-144,99	-62,93
Tarifa UGS	156,29	-28,92	127,37
CMEC+SCAE	219,58	235,89	455,47
SPRE	-63,29	-264,81	-328,10
Ajustamento total	238,35	-173,91	64,44

Nota: O valor dos CMEC considera o efeito do diferimento excepcional da parcela de revisibilidade de 2011. O ajustamento provisório de 2012 não inclui o ajustamento do sobrecusto CAE.

0.3.3.2 SOBRECUSTO DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

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

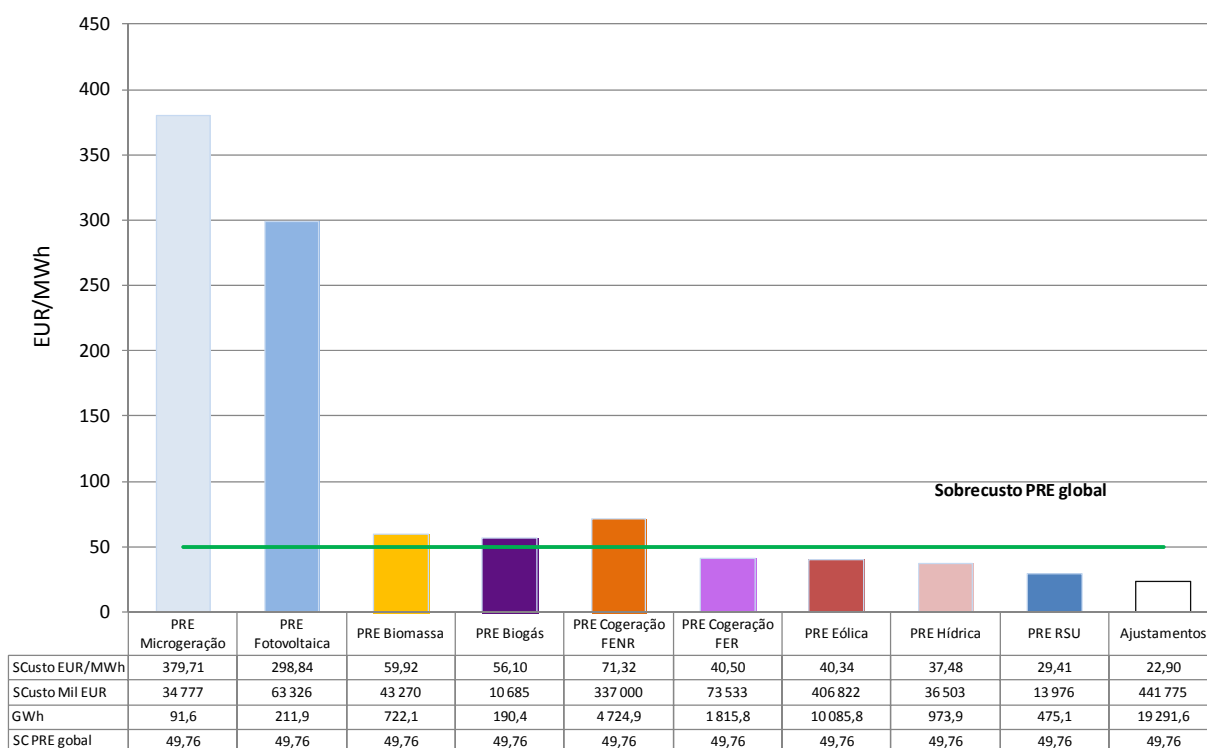
Esta produção é remunerada através de uma tarifa de compra garantida administrativamente, sendo a sua aquisição imposta ao comercializador de último recurso.

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 2013, relativos aos anos de 2011 e 2012, deduzidos da correção a fazer nos

valores de 2011, 2012 e 2013 da cogeração^{FER}. Para esta análise também não foi considerado o diferimento do sobrecusto da PRE determinado pelo mecanismo de alisamento quinquenal, bem como as restantes medidas mitigadoras do sobrecusto da PRE, nomeadamente, a dedução aos montantes de proveitos permitidos do valor das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa.

Figura 0-3 – Sobrecusto PRE por unidade produzida



Nota: Os ajustamentos incluem os custos com reposição gradual da reclassificação cogeração^{FER}

0.3.3.3 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

O valor dos CMEC considerado nas Tarifas de 2013 ascende a 441,5 milhões de euros e é composto pelas seguintes parcelas:

- Parcela fixa no montante de 67,9 milhões de euros que inclui a renda anual de 68,3 milhões de euros, calculada à taxa de 5% e o remanescente do ajustamento da parcela fixa de 2011 no montante de – 0,3 milhões de euros;
- Parcela de acerto que recupera o respetivo desvio de faturação de 2011 no montante de 1,4 milhões de euros e o remanescente do ajustamento da parcela de acerto de 2010, acrescida dos

juros devidos ao diferimento desta parcela nos proveitos permitidos de 2013, no montante de 147,2 milhões de euros;

- Parcela de alisamento no total de 235,9 milhões de euros relativa ao valor previsto das seguintes parcelas: (i) desvios de faturação em 2012 no montante de -1,0 milhões de euros, (ii) revisibilidade de 2012 no montante de 248,8 milhões de euros e (iii) correção de hidraulicidade de 2012 no montante de -11,9 milhões de euros;
- Remanescente da correção de hidraulicidade de 2011, no montante de -10,9 milhões de euros.

Os valores da parcela fixa e da parcela de acerto, no montante de 67,9 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 n.º256/2012, de 29 de novembro, o ajustamento anual relativo ao ano de 2011, determinado nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, a considerar nos proveitos permitidos de 2013 é diferido excecionalmente, sendo recuperado nas tarifas de 2014 e 2015. Este valor corresponde a 149 825 milhares de euros.

0.3.3.4 DIFERENCIAL DE CUSTO DAS CENTRAIS COM CAE

Prevê-se que o valor do sobrecusto para 2013, de 162 929 milhares de euros, seja menor do que o verificado em 2011², 200 623 milhares de euros. Esta evolução deve-se essencialmente à redução acentuada verificada no encargo de energia, sobretudo por via da diminuição prevista da produção da central da Turbogás.

0.3.3.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

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

² Sem ajustamentos.

Quadro 0-12 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2013

Unidade: 10³ EUR

	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2013	97 340	92 849	190 189
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2012	99 300	84 129	183 429

0.3.4 AMORTIZAÇÕES E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 0-13 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2013, que de seguida são descritos:

- Os défices tarifários de BT referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respetivos encargos financeiros, serão recuperados em 10 anuidades, com início em 2008, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro. O saldo em dívida em 2013, referente a estes défices, é de 76,9 milhões de euros. Estes défices foram titularizados ao BCP e à CGD;
- Os créditos relativos à reclassificação da Cogeração^{FER} calculados de acordo com o Despacho n.º 19 113/2010. Em 2013 não existe saldo em dívida. Os créditos relativos à reclassificação foram cedidos ao Banco Comercial Português, SA em 21 de setembro de 2011;
- O diferimento resultante da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para 2012. O saldo em dívida em 2013, referente a este diferimento 751,9 milhões de euros;
- O diferimento, num montante de 1 274,8 milhões de euros, resultante da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para 2013;
- O défice gerado em 2009, em consequência da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto decorrente do diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de 2007 e 2008 e o défice do valor do sobrecusto da PRE de 2009 a ser recuperado num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010. O saldo em dívida em 2013, referente a estes défices, é de 1 334.7 milhões de euros. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e no dia 3 de dezembro de 2009 respetivamente;
- O diferimento da parcela de acerto de 2010, dos CMEC, enquadrado pelo Decreto-Lei n.º 109/2011, num montante de 141,4 milhões de euros acrescidos de juros, em 2013 foi totalmente recuperado;

- Os diferimentos da parcela de acerto de 2011, dos CMEC, num montante de 149,6 milhões de euros, e do ajustamento provisório de 2012 do sobrecusto CAE, num montante de 13,3 milhões de euros, ambos decorrentes da aplicação do estabelecido no Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro.

Quadro 0-13 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: 10⁹ EUR

	Saldo em dívida em 2012	Juros 2013	Amortização 2013	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2013	Saldo em dívida em 2013
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5)
EDA (BCP e CGD)	60 343	696	11 793	12 489	48 549
Convergência tarifária de 2006	21 275	245	4 158	4 403	17 117
Convergência tarifária de 2007	39 068	450	7 635	8 086	31 432
EEM (BCP e CGD)	33 622	388	6 571	6 959	27 051
Convergência tarifária de 2006	7 778	90	1 520	1 610	6 258
Convergência tarifária de 2007	25 844	298	5 051	5 349	20 793
EDP Serviço Universal	2 618 155	102 177	454 697	556 875	3 438 277
BCP e CGD	95 551	1 102	18 675	19 776	76 876
Défice de BT de 2006	69 263	799	13 537	14 335	55 726
Continente	66 561	767	13 009	13 776	53 552
Regiões Autónomas	2 701	31	528	559	2 173
Défice de BTn de 2007	26 288	303	5 138	5 441	21 150
Continente	25 262	291	4 937	5 228	20 325
Regiões Autónomas	1 027	12	201	212	826
BCP	110 926	2 752	110 926	113 678	0
Reposição gradual de efeito da reclassificação da Cogeração FER	110 926	2 752	110 926	113 678	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	973 326	61 514	221 441	282 955	751 886
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013⁽¹⁾	0	0	0	0	1 274 819
Tagus, SA	1 438 352	37 440	103 656	141 097	1 334 696
Desvíos de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	1 064 840	27 718	76 739	104 457	988 101
Sobrecusto da PRE 2009	373 512	9 723	26 918	36 640	346 595
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-631	0	-631	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-631	0	-631	0
EDP Distribuição	141 480	5 670	141 480	147 150	149 825
Parcela de acerto de 2010 (BCP)	141 480	5 670	141 480	147 150	0
Parcela de acerto de 2011	0	0	0	0	149 825
REN Trading	0	0	0	0	13 317
Diferimento do ajustamento provisório de 2012 do sobrecusto CAE	0	0	0	0	13 317
Total	2 853 599	108 931	614 542	723 473	3 677 019

(1) O valor total do SPRE previsto para 2013 é 1571,4 milhões de euros. Em 2013 serão amortizados 296,6 milhões relativos a este montante.

0.3.5 PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

As previsões de evolução da procura de energia elétrica adotadas pela ERSE para 2013 têm como base a informação das previsões enviadas pelas empresas, no que respeita aos fornecimentos por nível de tensão, às quotas de consumo do mercado liberalizado, ao nível de perdas nas redes, bem como a análise realizada pela ERSE aos dados mais recentes do consumo de energia elétrica, às tendências do mercado liberalizado e aos indicadores sociais e económicos com impacto na procura de energia elétrica.

No Quadro 0-14 apresentam-se os fornecimentos por nível de tensão considerados em tarifas de 2013 e a sua variação face aos valores do cálculo tarifário do ano anterior, constatando-se um decréscimo na previsão da procura de energia elétrica superior a 4% para o total dos fornecimentos do CUR e dos comercializadores em mercado.

Quadro 0-14 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas

Fornecimentos de energia elétrica (GWh)			
	Tarifas 2012	Tarifas 2013	$\Delta\%$ T2013 / T2012
Fornecimentos CUR + ML	47 583	45 399	-4,6%
MAT	1 801	1 732	-3,8%
AT	6 662	6 308	-5,3%
MT	14 161	13 964	-1,4%
BTE	3 623	3 438	-5,1%
BTN	19 730	19 203	-2,7%
IP	1 606	754	-53,1%

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 mais alargado. De acordo com as previsões da ERSE, o consumo referido à emissão para o ano de 2012 deverá decrescer cerca de 2,2% face ao ocorrido no ano de 2011. Refira-se que a existência de fatores estruturais, nomeadamente, medidas de promoção da eficiência no consumo e o agravamento do IVA sobre a energia elétrica, podem acentuar esta tendência de diminuição do consumo, em particular do segmento doméstico. Por outro lado, o desempenho positivo de alguns sectores da indústria nacional, nomeadamente aqueles que suportam grande parte da sua atividade nas exportações, poderá atenuar esta previsão no decréscimo do consumo de energia elétrica. A sobreposição destes fatores de sentido contrário, levou a ERSE a considerar uma estagnação do consumo referido à emissão em 2013, face à estimativa para 2012 acima referida. Nota-se que este nível de consumo previsto para o ano de 2013 se situa próximo do ocorrido no ano de 2006.

A quebra significativa que se observa na previsão para a iluminação pública (IP), resulta da extinção desta opção tarifária no mercado regulado durante o ano de 2013. O total dos clientes de iluminação pública e respetivo consumo foram reafectados entre CUR e comercializadores do mercado liberalizado em partes iguais, no caso do CUR numa outra opção tarifária em BT.

Relativamente à Região Autónoma dos Açores, as estimativas para 2012 consideram um decréscimo muito acentuado do consumo de energia elétrica no arquipélago, da ordem dos 6%, e uma estagnação neste nível em 2013. Estas previsões confirmam a inversão do crescimento positivo que se havia verificado até 2010, facto já visível nos consumos ocorridos em 2011.

No que diz respeito à Região Autónoma da Madeira, prevê-se em 2012 uma queda do consumo de energia elétrica superior a 3% e uma estagnação neste nível em 2013. Estas previsões confirmam a tendência de descida verificada desde 2010.

0.3.6 PROVEITOS PERMITIDOS POR ATIVIDADE EM 2013

O Quadro 0-15 sintetiza os proveitos permitidos em 2013, por atividade, em Portugal continental.

Quadro 0-15 - Proveitos permitidos em Portugal continental em 2013

Unidade: 10⁶ EUR

Tarifas 2013	Proveitos permitidos por actividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2013, previstos em 2012 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2013 (6) = (3) - (4) + (5)
REN Trading	177 969		0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CV/EEAC)	177 969	-177 969 (GGS)	0			0
REN	709 397		887 365	0	0	887 365
Gestão Global do Sistema (GGS)	333 206	177 969 (CV/EEAC)	511 175			511 175
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	376 191		376 191			376 191
EDP Distribuição	3 157 392	-887 365	2 270 027	60 228	-3 597	2 209 799
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 279 267		1 279 267			1 279 267
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	1 878 126	-887 365 (GGS + TEE)	990 760	60 228		930 533
Tarifa Social					-3 597	-3 597
EDP Serviço Universal (CUR)	3 277 567	-2 045 012	1 232 554	-60 228	0	1 292 782
Compra e Venda de Energia Eléctrica	1 511 488	-361 357	1 150 131	-62 935		1 213 065
Sobrecusto da PRE	361 357	-361 357 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Eléctrica (CV/EE)	1 150 131		1 150 131	-62 935		1 213 065
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	1 683 655	-1 683 655 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	82 423		82 423	13 297		69 126
Sobreprojeito pela aplicação da tarifa transitória				-10 590		10 590
			4 389 946	0	-3 597	4 386 349

O Quadro 0-16 sintetiza os proveitos permitidos em 2013, por atividade, nas Regiões Autónomas.

Quadro 0-16 - Proveitos permitidos nas Regiões Autónomas, em 2013Unidade: 10³ EUR

	Proveitos permitidos por atividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2013 (3) = (1) - (2)
EDA	204 863	97 340	107 522
Actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	153 841	72 753	81 088
Actividade de Distribuição de Energia Elétrica	44 032	19 405	24 627
Actividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 989	5 182	1 808
EEM	219 141	92 849	126 292
Actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	163 183	70 063	93 120
Actividade de Distribuição de Energia Elétrica	50 538	19 400	31 137
Actividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 420	3 385	2 035
Total nas Regiões Autónomas	424 004	190 189	233 815

1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário foi submetida em outubro de 2012, 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 2013”. 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 conta 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 2013.

As tarifas de 2013 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 496/2011, de 19 de agosto, alterado pela Diretiva n.º 6/2011, de 22 de dezembro.

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 2013, têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2011, previstos para 2012 e estimados para 2013, 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 2013.

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.

No capítulo 3 encontram-se descritas e justificadas as principais decisões da ERSE que conduziram à fixação de tarifas e preços a aplicar em 2013. 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 2013.

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 2013.

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 2011, a economia mundial abrandou o seu ritmo de crescimento da sua atividade (+3,8%³), face ao verificado no ano anterior (+5,1%). O padrão de crescimento económico mundial divergiu acentuadamente entre as economias de mercado emergente e em desenvolvimento e as economias avançadas. Enquanto que, as economias de mercado emergente mantiveram o padrão de crescimento (+6,2%), as economias avançadas cresceram cerca de metade do ano transato (+1,6%). A subida do preço das diversas matérias-primas na primeira metade do ano e o contágio destes países pela crise da dívida soberana da área do Euro justificam a evolução descrita anteriormente.

Para 2012, segundo o FMI a economia mundial sofrerá um abrandamento no seu ritmo de crescimento, expetável tanto nas economias avançadas como nas economias de mercado emergente e em desenvolvimento.

A economia norte americana apresenta, para 2012 e segundo o FMI, uma recuperação da sua atividade económica, embora a um ritmo mais lento quando comparado com situações análogas na sua economia. O consumo privado permaneceu moderado durante o ano de 2012 e o mercado imobiliário apresenta sinais de estabilização, contribuindo positivamente para a evolução atrás descrita. Nas restantes principais economias avançadas - Canada e países asiáticos recentemente industrializados – o referido organismo estima que apresentem um ritmo de crescimento igualmente mais moderado do que o verificado em 2011. O Reino Unido deverá apresentar uma contração da sua economia, à semelhança da Área do Euro. Contrariando esta tendência, encontra-se a economia nipónica que apresenta para 2012, um ritmo de crescimento expressivo de 2,2%, após a contração sentida no ano anterior (-0,8%), consequência dos efeitos decorrentes do sismo e *tsunami* ocorridos no início desse ano.

Para 2013, o FMI prevê um ligeiro aceleração no ritmo de crescimento da economia mundial face ao ano anterior (+3,6%). Tanto as economias avançadas como os países emergentes apresentarão uma ligeira aceleração no seu ritmo de crescimento (de 1,3% para 1,5% e 5,3% para 5,6%, respetivamente). Segundo o referido organismo, a Área do Euro retomarará o crescimento da sua economia (+0,2%), após a estimativa de uma contração da mesma para 2012 (-0,4%) justificado pela crise em que esta economia atravessa.

³ *World Economic Outlook*, outubro 2012, FMI.

2.2 ECONOMIA PORTUGUESA

O acontecimento que mais marcou a economia portuguesa, em 2011, foi o início do Programa de Assistência Económica e Financeira acordado entre o Estado Português, a União Europeia (UE), o Banco Central Europeu (BCE) e o FMI, em Abril. A 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 justifica o pedido de assistência externa efetuado.

Após um crescimento do PIB em 2010, a economia portuguesa em 2011 volta a apresentar uma contração na sua atividade, à semelhança do ano de 2009. Segundo o Banco de Portugal, a economia portuguesa apresentou uma contração de 1,6% face ao ano anterior. Verificou-se uma forte quebra no consumo e no investimento, justificado pelo processo de ajustamento na economia decorrente da necessidade de correção dos desequilíbrios macroeconómicos existentes. O andamento das exportações, com um crescimento de 7,6% face ao ano anterior contrariou a tendência do consumo e do investimento e representou um contributo positivo para a variação real do PIB português.

A inflação, enquanto medida através do Índice Harmonizado Preços no Consumidor (IHPC), apresentou uma tendência crescente entre 2010 e 2011. Para a evolução atrás descrita contribuíram o aumento do preço das matérias-primas, em resultado da expansão da economia mundial e o aumento da tributação indireta, nomeadamente do Imposto sobre o Valor Acrescentado, e de alguns bens e serviços, ambos decretados no âmbito do processo de consolidação orçamental.

De acordo com as estimativas de diversos organismos (Quadro 2-1), o ano de 2012 caracteriza-se por uma contração da atividade económica mais acentuada do que a verificada em 2011, justificada pela forte redução da procura interna.

Segundo as previsões dos diversos organismos, o ano de 2013 deverá ser um ano de recuperação face a 2012. De acordo com as previsões mais recentes, a OCDE prevê que a economia contraia novamente mas a um ritmo menos acentuado e o Banco de Portugal prevê uma estagnação face ao ano anterior. A componente das exportações é a única que regista um crescimento positivo entre 2012 e 2013, sendo que a procura interna continuará em contração, mas menos acentuada do que a estimada para 2012.

A estabilização do preço do petróleo a um nível elevado e a dissipação de alguns fatores associados ao processo de consolidação orçamental descritos anteriormente contribuem para que, a inflação medida através do deflador do Consumo Privado e do Índice Harmonizado de Preços no Consumidor (IHPC), apresente uma tendência descendente entre 2012 e 2013. Inversamente, o deflador do PIB apresenta uma tendência crescente para o período em análise.

Quadro 2-1 - Principais indicadores económicos

	2011		2012			2013			
	B. Portugal	MF	Comissão Europeia	OCDE	B. Portugal	MF	Comissão Europeia	OCDE	B. Portugal
PIB (crescimento real %)	-1,6	-3,0	-3,3	-3,2	-3,0	0,6	0,3	-0,9	0,0
Consumo Privado	-4,0	-6,3	-6,1	-6,8	-5,6	-0,7	-1,0	-3,2	-1,3
Formação bruta de capital fixo	-11,3	-9,8	-11,8	-10,1	-12,7	-0,6	0,7	-3,2	-2,6
Consumo público	-3,8	-3,2	-2,9	-2,9	-3,8	-2,9	-2,6	-2,4	-1,6
Exportações	7,6	3,4	2,5	3,4	3,5	5,6	4,7	5,1	5,2
Importações	-5,3	-6,4	-6,9	-5,7	-6,2	1,6	1,9	-0,1	1,5
Deflator do PIB (em %)			0,7	0,1			1,3	0,4	
Deflator do Consumo Privado (em %)			3,1	3,0			1,3	0,7	
IHPC (em %)*	3,6	3,2	3,0	3,1	2,6	1,3	1,1	0,7	1,0

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

Fonte: Ministério das Finanças – Documento de Estratégia Orçamental 2012-2016 – abril 2012; Comissão Europeia - “European Economy” - Previsões de Primavera 2012 - maio 2012; OCDE - “Economic Outlook”, n.º 91 - junho de 2012; Banco de Portugal – Boletim de Verão – julho 2012.

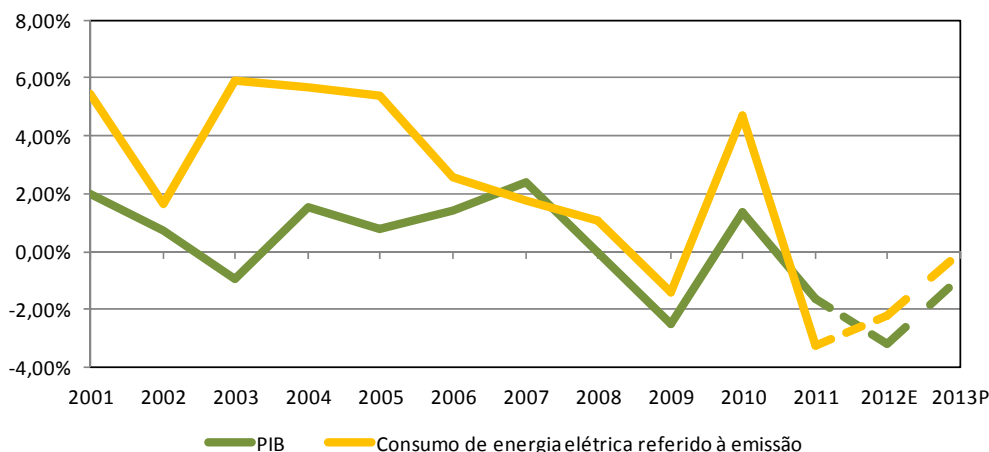
2.3 ENQUADRAMENTO SECTORIAL

A instabilidade política assistida nos países do médio oriente e do norte de África em 2011 conduziu a uma queda na produção do petróleo. A diminuição da oferta combinada com uma pressão exercida pelo lado da procura (aumento do nível da atividade económica nos países emergentes) conduziu ao aumento consistente do preço desta *commodity*. Em 2011, o preço do petróleo confirmou a tendência de subida que apresentava desde o início de 2009, atingindo uma cotação média em torno de 112 USD/bbl.

A 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 emissão⁴, entre 2001 e 2013.

⁴ A série do consumo referido à emissão não inclui a correção dos efeitos relacionados com a temperatura e dias úteis.

Figura 2-1 - Taxas de variação

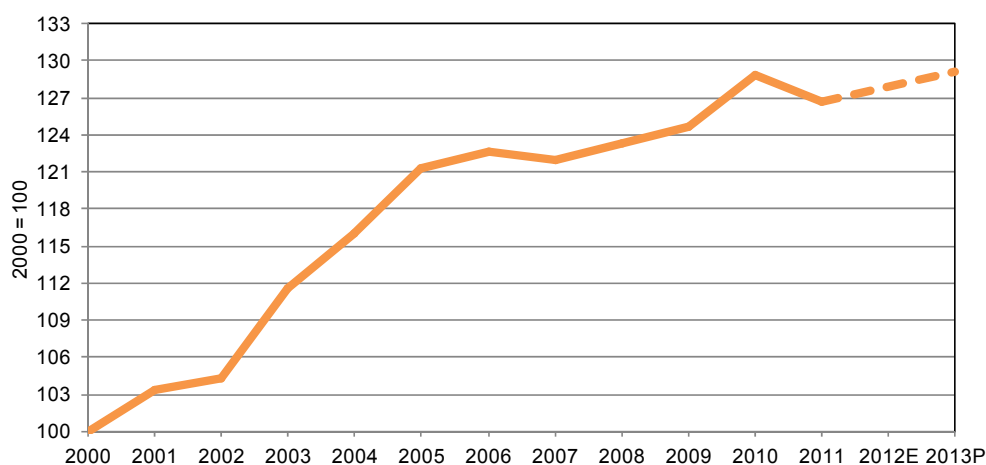


Fonte: INE, ERSE, REN, OCDE

O andamento das taxas de variação dos dois indicadores é coincidente, aproximando-se fortemente a partir do ano de 2007. Em 2011, a quebra no consumo de energia elétrica foi mais expressiva do que a sentida no PIB. Para 2012 e 2013, é expetável que o diferencial entre os dois indicadores se inverta e retome o andamento verificado no passado.

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 2013, calculada tendo por base o consumo de energia elétrica referido à emissão e o produto interno bruto, a preços constantes de 2006.

Figura 2-2 - Intensidade energética em Portugal continental



Fonte: INE, ERSE, REN, OCDE

Pela análise da figura verifica-se que a intensidade energética apresenta uma tendência crescente para 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 2011 e 2012 a repercutir nas tarifas de 2013”, “Caracterização da procura de energia elétrica em 2013”, e “Proveitos permitidos das empresas reguladas no sector elétrico em 2013” e o documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014”⁵.

No documento “Ajustamentos referentes a 2011 e 2012 a repercutir nas tarifas de 2013” analisa-se o ano de 2011 para todas as atividades e o ano de 2012 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 2013.

Relativamente a 2011, 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 2011. 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 2012, 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 2013” definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2013 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.

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.

⁵ Documento publicado em dezembro de 2011.

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

Entidade regulada	Atividade	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 posteriori.	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 otimização 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 otimização 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 ativo 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 afetos 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; g) Custos com mecanismo de garantia de potência		Taxa de remuneração do ativo 9,0% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa	Tarifa de Uso Global do Sistema do ORT
REN, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte Operador da rede de transporte (ORT)	Transporte de Energia Eléctrica	Limite máximo aos custos de exploração e custos de referência adaptados ao nível de atividade da empresa. Remuneração dos ativos 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 ativo 9,0% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Custos de referência - Taxa de remuneração do ativo - 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	Atividade	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 ativo - 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Investimentos em redes inovadoras - Taxa de remuneração do ativo - 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 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 atividade 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 ativos líquidos. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois tendo em conta os gastos e créditos reais.	- Função de Compra e venda de Energia eléctrica à PRE: Custos com a aquisição de Energia eléctrica a produtores em regime especial - Função de Compra e venda de Energia eléctrica para fornecimento aos clientes: Custos com a aquisição de Energia eléctrica no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais		Taxa de remuneração do ativo - 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 ativo - 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.				

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

Entidade regulada	Atividade	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 ativos 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 otimização 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 ativo 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 Elétrica	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 ativo 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,5% ao ano.	
	Comercialização de Energia Elétrica	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 ativo 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 ativos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores do sistema público da RAM e a produtores não vinculados. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de funcionamento.	Incentivo à promoção do desempenho ambiental. Mecanismo de otimização 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 ativo 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 Elétrica	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 ativo 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 5% ao ano.	
	Comercialização de Energia Elétrica	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 ativo 9,5% Metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 5% a 6%.	

Nota: O incentivo da promoção do desempenho ambiental e o incentivo I₂ do mecanismo de otimização dos CAE só se aplicam em sede de ajustamentos de 2011.

PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS COM IMPACTE NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O documento de tarifas de energia elétrica para 2013 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

- Portaria n.º 310/2011, de 21 de dezembro, que revoga o regime de prestação do serviço de interruptibilidade estabelecido pela Portaria n.º 1309/2010, de 23 de dezembro;
- Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, que estabelece o regime de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em BTN e adota mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis, nomeadamente no que respeita ao relacionamento comercial e às tarifas e preços. Este diploma estabelece também a extinção do regime transitório de fornecimento de eletricidade a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE, previsto no artigo 6.º do Decreto -Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro;
- Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio, que revoga o regime de prestação de serviços de garantia de potência dos centros electroprodutores ao SEN ao abrigo da Portaria n.º 765/2010 de 20 de agosto, e Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, que estabelece o novo regime para a atribuição de incentivos à garantia de potência, nas modalidades de incentivo à disponibilidade e incentivo ao investimento;
- Portaria 325-A/2012, de 16 de outubro, que altera a Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio, que estabelece os termos da tarifa de referência do regime remuneratório aplicável às instalações de cogeração, nos termos e para os efeitos do disposto no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, alterado pela Lei n.º 19/2010, de 23 de agosto.
- Despacho n.º 13 596/2012, de 19 de outubro, que determina em 1,3% o limite máximo de variação da tarifa social aplicável aos consumidores economicamente vulneráveis.
- Decreto-Lei nº 256/2012, de 29 de novembro, que consagra o diferimento dos ajustamentos anuais (i) dos custos relativos à parcela de acerto, dos CMEC e (ii) do sobrecustos CAE, bem como (iii) a dedução, no sobrecusto com aquisição da PRE a partir de fontes renováveis, das receitas geradas pela venda de licenças de emissão de gases com efeito de estufa.
- Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, que determina a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, entre os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento e a sua afetação aos consumidores em cada nível de tensão e tipo de fornecimento, tendo em conta a potência contratada, o perfil tarifário, bem como os consumos verificados por período horário e sazonal,

de forma a incentivar a modulação e uma maior eficiência energética do consumo, nos termos do n.º 2 do art.º 61.º do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro e da Portaria nele prevista.

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:

- Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro, aditamento ao Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, que estabelece o regime jurídico de utilização dos bens de domínio público marítimo, incluindo a utilização das águas territoriais, para a produção de energia elétrica a partir da energia das ondas do mar na zona piloto delimitada, bem como o regime de gestão, acesso e exercício da atividade mencionada. Procede também à alteração ao Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro, que aprova as bases da concessão da exploração, em regime de serviço público, da zona piloto e de utilização privativa dos recursos hídricos do domínio público para a produção de energia elétrica a partir da energia das ondas;
- Decreto-Lei n.º 25/2012, de 6 de fevereiro, que suspende a atribuição de potência de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público ao abrigo ou na sequência do disposto nos artigos 4.º e 10.º do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro, alterado pelos Decretos-Leis n.ºs 33-A/2005, de 16 de fevereiro, 172/2006, de 23 de agosto, e 118-A/2010, de 25 de outubro (produção em regime especial). Excluem-se as situações excecionais de relevante interesse público, em que estejam em causa os objetivos e prioridades da política energética nacional, as quais carecem de regulamentação por resolução do Conselho de Ministros;
- Decreto-Lei n.º 112/2012, de 23 de maio, que altera o artigo 25.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, designadamente no que diz respeito aos limites legais de participação no capital social do operador da Rede Nacional de Transporte de Eletricidade.

3.1 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2013

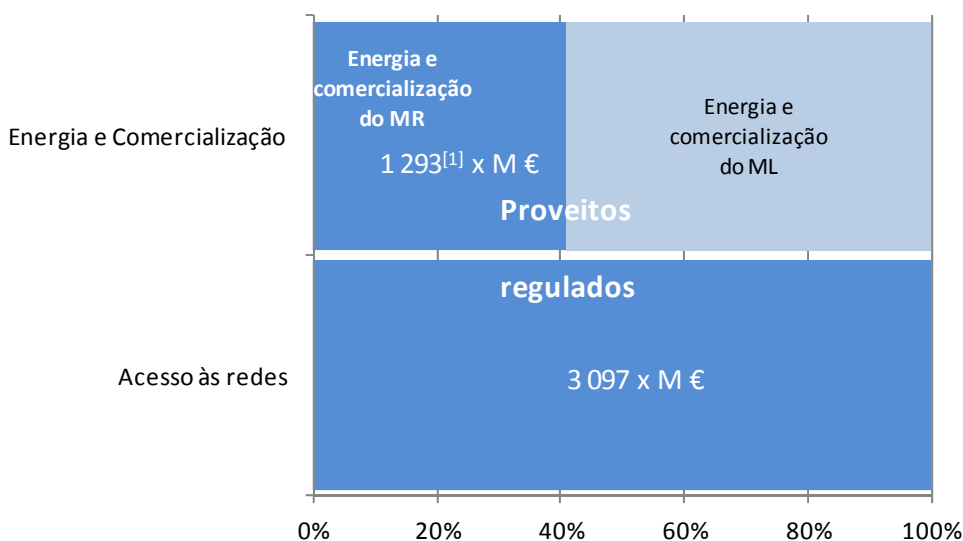
A faturação global das empresas do sector elétrico compreende os proveitos regulados, bem como a faturação associada aos fornecimentos no Mercado Livre. Os proveitos regulados incluem os proveitos de energia e de comercialização do Comercializador de Último Recurso (Mercado Regulado) e os proveitos recuperados 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 sector⁶, no montante de 6 256⁷ milhões de euros.

⁶ 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.

⁷ Este valor inclui o sobreproveito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias no montante de 10,6 milhões de euros.

Figura 3-1 - Proveitos do sector elétrico

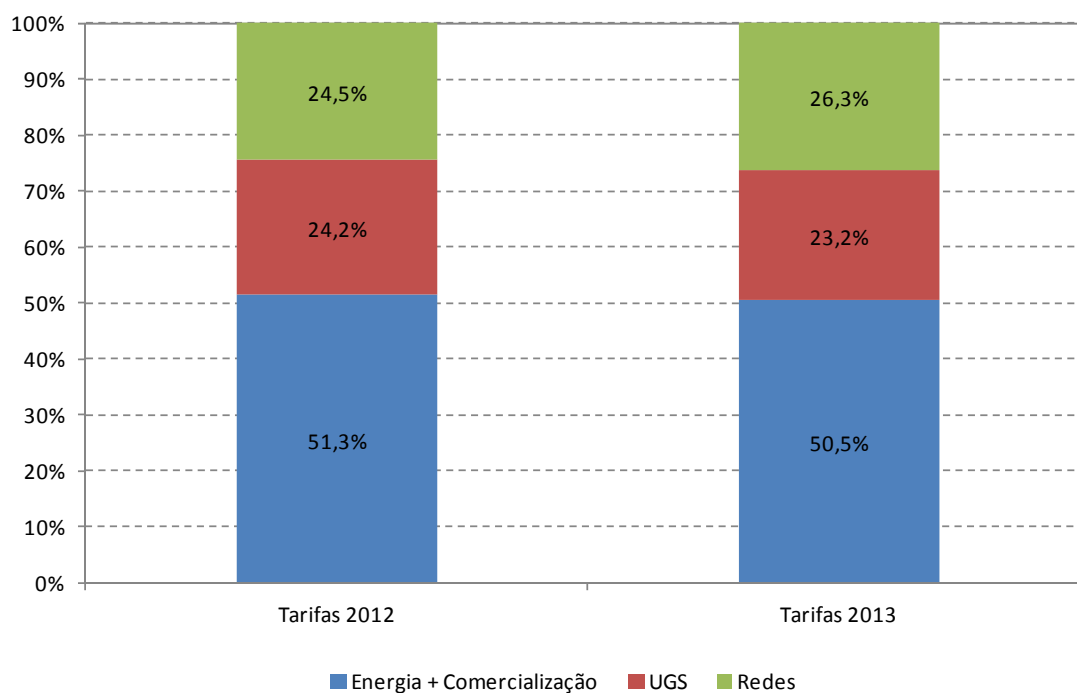


(1) O valor de 1 293 milhares de euros inclui o sobreproveito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias, no valor de 10,6 milhões de euros.

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 2012 para tarifas 2013.

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



Da análise da figura, verifica-se que o peso da Energia e comercialização desceu 0,8%. A UGS baixou cerca de 1,1%, sobretudo por via por via das alterações legislativas com impacte ao nível do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial.

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 2012 e 2013.

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

	Unidade: 10 ³ EUR		
	Tarifas 2012	Tarifas 2013	Variação de proveitos T2013/T2012
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Gestão Global do Sistema			
Proveitos permitidos do ORT	487 016	511 175	
Custos gestão do sistema	48 238	115 289	
Custos de interesse geral	378 351	431 709	
Custos com garantia de potência	60 426	-35 823	
Custos a recuperar pelo ORD	688 076	1 000 915	
Sustentabilidade de mercados e coexistência	350 307	-62 935	
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	1 004	13 297	
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	-5 249	-10 590	
Proveitos a recuperar com a UGS	1 521 154	1 451 862	-4,6%
Transporte de energia elétrica			
Proveitos permitidos do ORT	328 490	376 191	
Diferença entre os valores faturados pela EDP D e os valores pagos à REN	-23 142	-10 155	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT	305 348	366 036	19,9%
Distribuição de energia elétrica			
Total dos proveitos em AT/MT	486 833	508 451	
Total dos proveitos em BT	745 448	770 815	
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 232 281	1 279 267	3,8%
Comercialização regulada			
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	717	324	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	450	439	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	76 404	68 363	
Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização	77 571	69 126	-10,9%
Aquisição em mercado+OMP+Cesur	264 787	12 537	
Aquisição aos PRE (exclui sobre custo)	1 153 248	1 134 793	
Custos com serviços do sistema	32 532	61 820	
Custos de funcionamento	6 390	3 916	
Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia	1 456 956	1 213 065	-16,7%
Proveitos a recuperar com as tarifas	4 593 310	4 379 356	-4,7%
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	5 249	10 590	
Tarifa Social	-6 064	-3 597	
Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	4 592 495	4 386 349	-4,5%

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 2012	Tarifas 2013	Variação de proveitos T2013/T2012
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	160 764	153 841	-4,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	44 069	44 032	-0,1%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 313	6 989	-4,4%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma dos Açores	212 145	204 863	-3,4%

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2012	Tarifas 2013	Variação de proveitos T2013/T2012
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	157 981	163 183	3,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	49 340	50 538	2,4%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 137	5 420	5,5%
Total de proveitos regulados na Região Autónoma da Madeira	212 458	219 141	3,1%

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 2012 para 2013, por atividade, para o Continente.

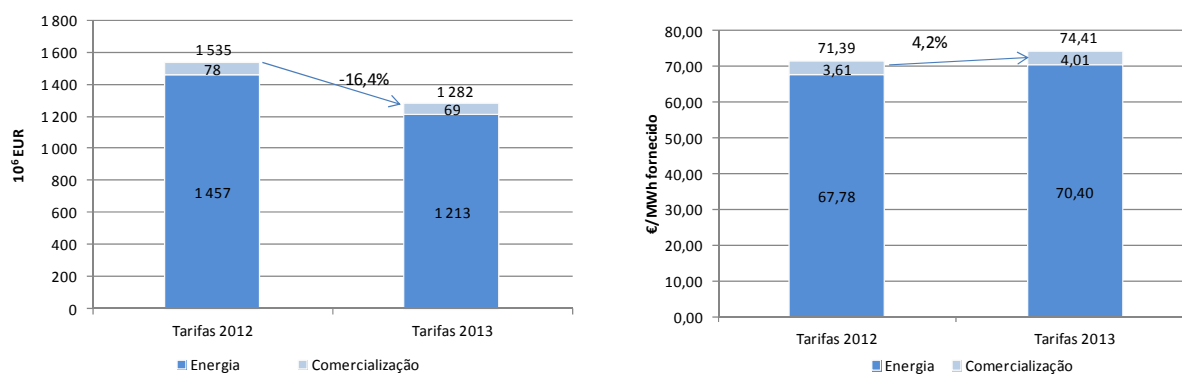
Relativamente às Regiões Autónomas o diferencial entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais nas respetivas regiões é pago por todos os consumidores do sector elétrico através das tarifas de Uso Global do Sistema. O impacto da variação nos 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 decréscimo de 2012 para 2013. Esta situação resulta essencialmente do efeito da extinção de tarifas para clientes com consumos em MAT, AT, MT e BTE. O aumento do valor unitário dos proveitos decorre, por um lado, do aumento dos preços do mercado de energia elétrica e, por outro lado, da alteração da estrutura de fornecimento do CUR resultante da extinção destas tarifas.

O impacto referido pode ser verificado pela análise das figuras seguintes⁸.

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



⁸ 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

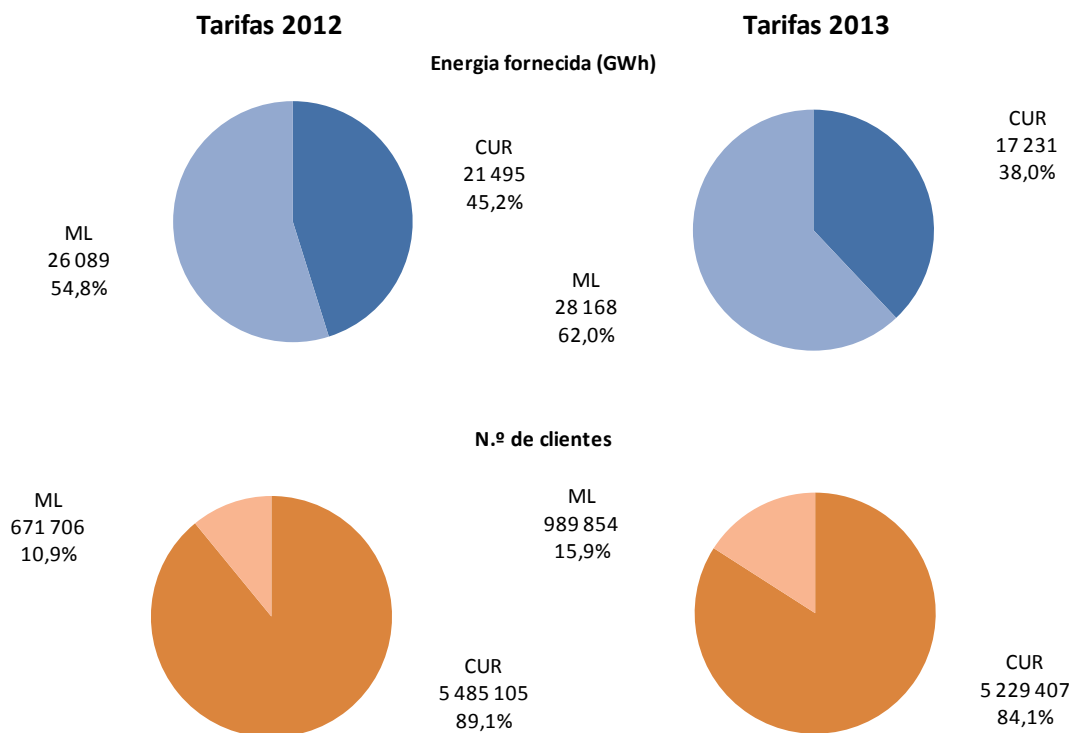
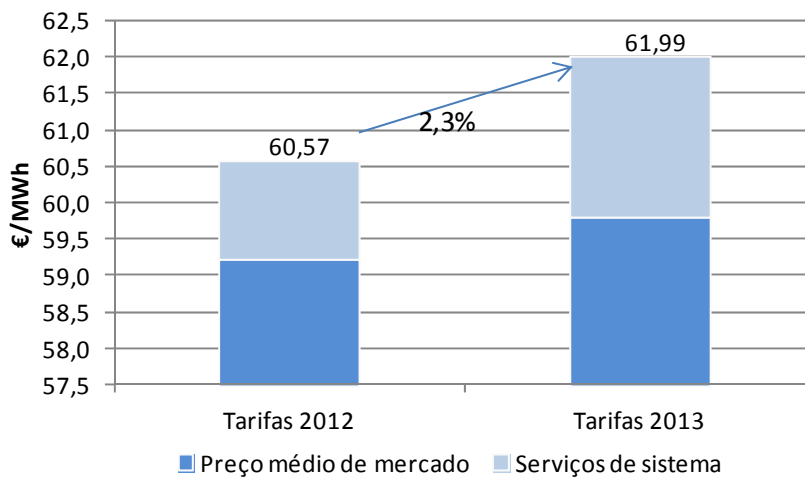
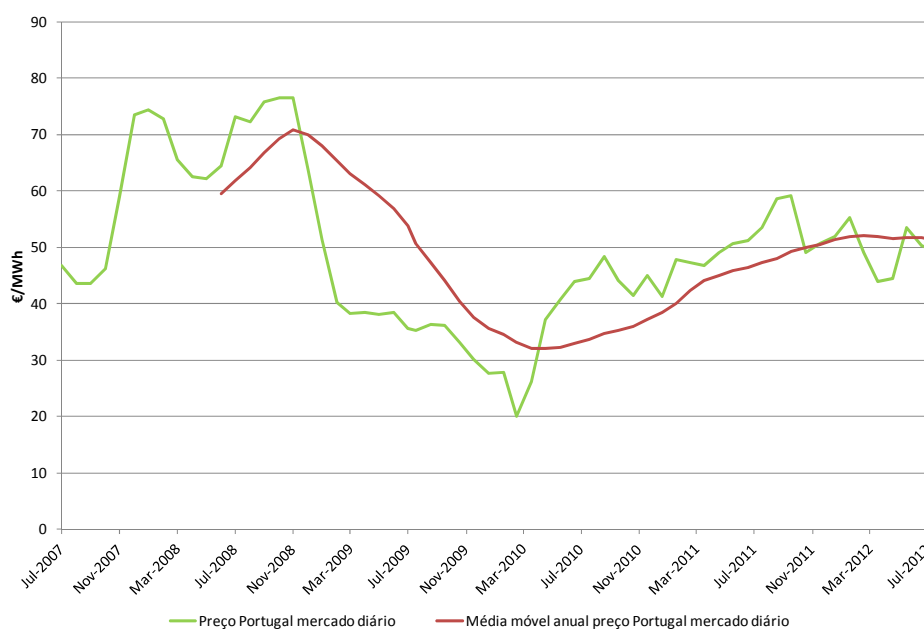


Figura 3-5 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema



EVOLUÇÃO DOS CUSTOS DE ENERGIA

O preço da energia elétrica no mercado diário⁹ 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, mantendo-se entre os 40 €/MWh e os 60 €/MWh.

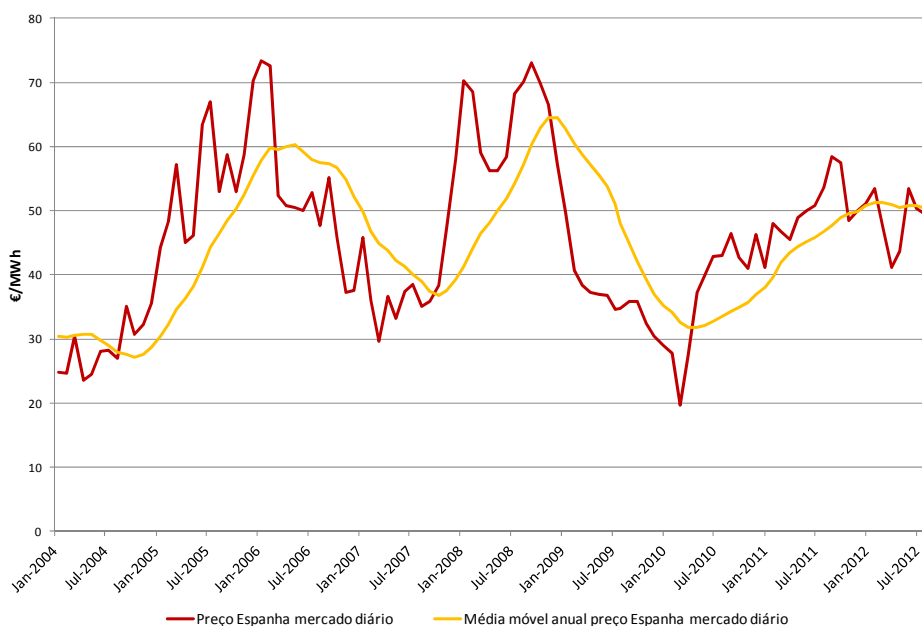
Figura 3-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal

Fonte: ERSE com base em dados OMEL

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

⁹ Média aritmética mensal dos preços horários do mercado diário.

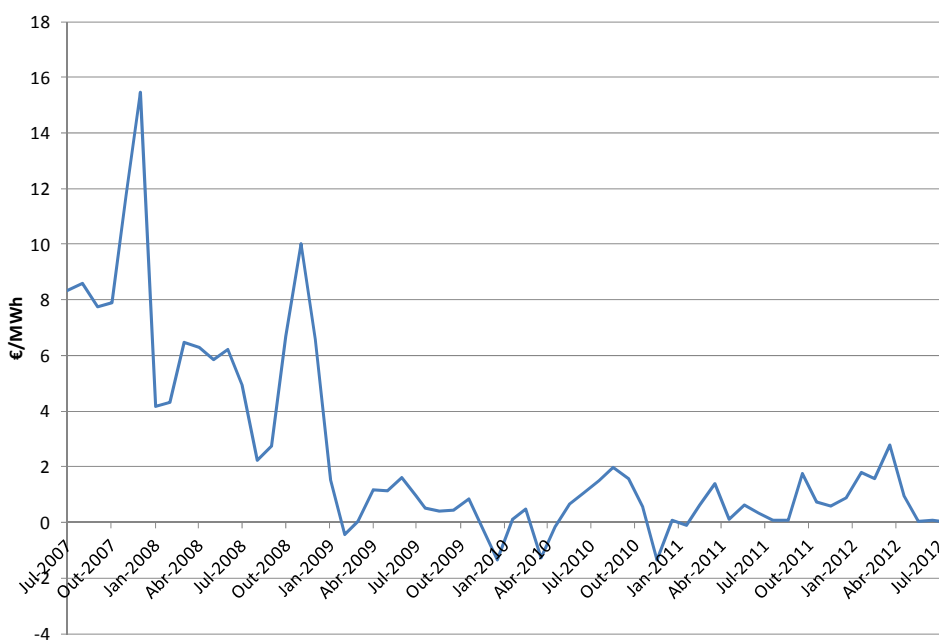
Figura 3-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha



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, sendo que os períodos em que a diferença é nula são cada vez mais frequentes e de maior duração.

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



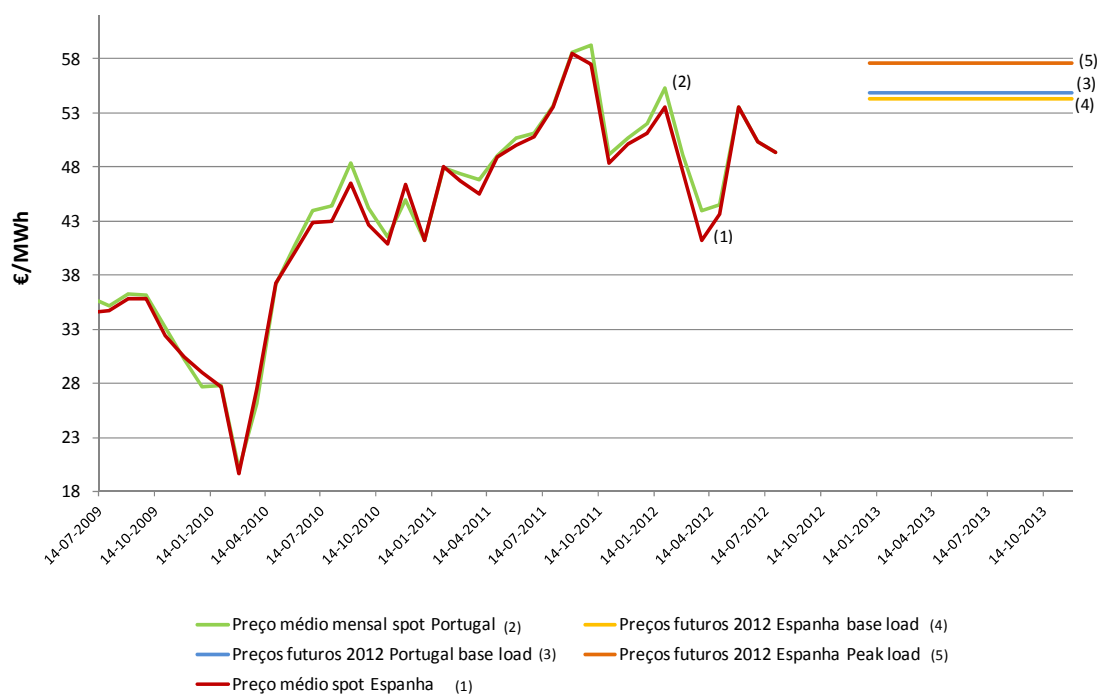
Fonte: ERSE com base em dados OMEL

Face à atual integração dos mercados, cuja tendência é para se intensificar, constata-se que os preços de energia elétrica em Portugal estão fortemente dependentes das condições de mercado em Espanha. Com a aprovação no passado dia 14 de setembro de 2012, de um projeto de Decreto-Lei pelo Governo espanhol, entretanto submetido às Cortes espanholas, o qual estabelece um conjunto de medidas que visam diminuir o deficit tarifário em Espanha, é expectável que as condições de mercado no país vizinho se alterem profundamente a partir de 2013. Estas medidas materializam-se na aplicação de impostos que incidem tanto sobre as receitas dos produtores de energia elétrica, como sobre a produção de energia elétrica de origem nuclear ou hídrica bem como, ainda, da aplicação de taxas sobre combustíveis de origem fósseis.

Pelo impacte que este diploma poderá ter nos preços de energia elétrica no mercado grossista a nível ibérico, comparou-se a evolução dos preços de energia elétrica em Portugal e em Espanha com os preços dos contratos de futuros¹⁰ para entrega em 2013 após o anúncio da aprovação desse diploma.

Os preços dos contratos de futuros apontam para o aumento dos valores do preço de energia face aos valores registados no início de setembro em cerca de 2 €/MWh, para 54,5 €/MWh e 57,5 €/MWh em 2012, consoante digam respeito a contratos *base load* ou *peak load*, respetivamente.

¹⁰ Média das duas semanas após a aprovação do projeto de diploma.

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

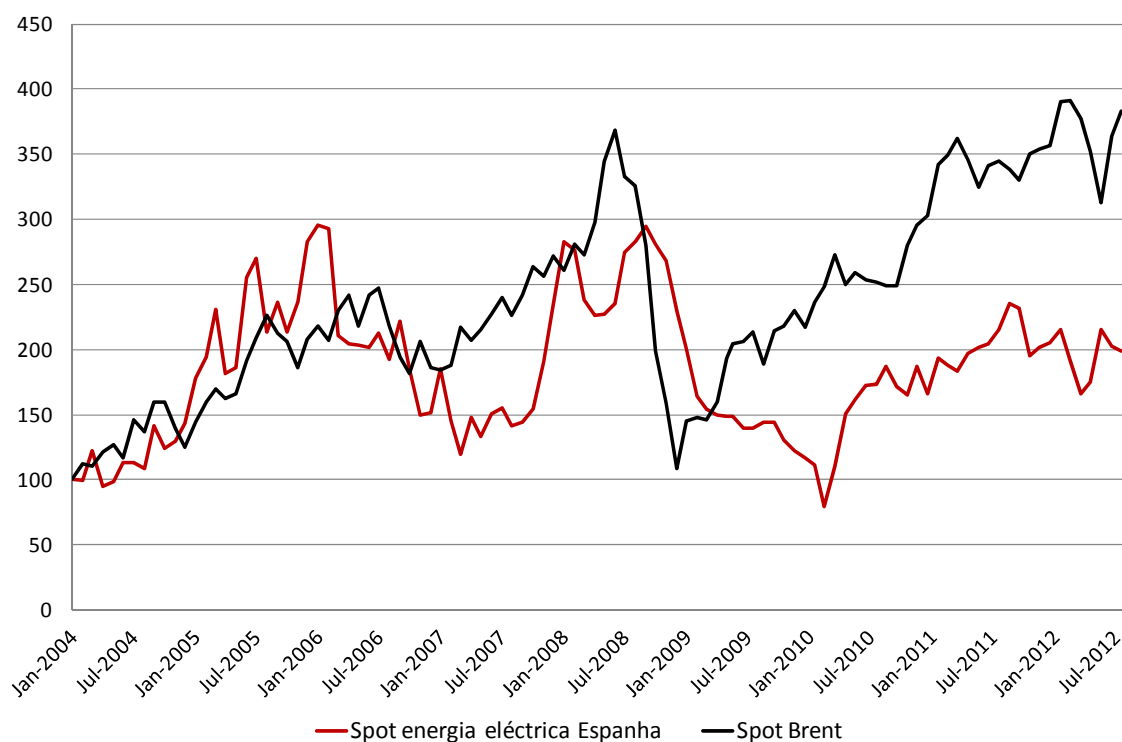
Fonte: ERSE com base em dados OMIP e OMEL

De seguida efetua-se uma análise aos fatores que justificam a 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 é perceptível na Figura 3-10.

**Figura 3-10 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e Brent (euros)
base 100 2004**

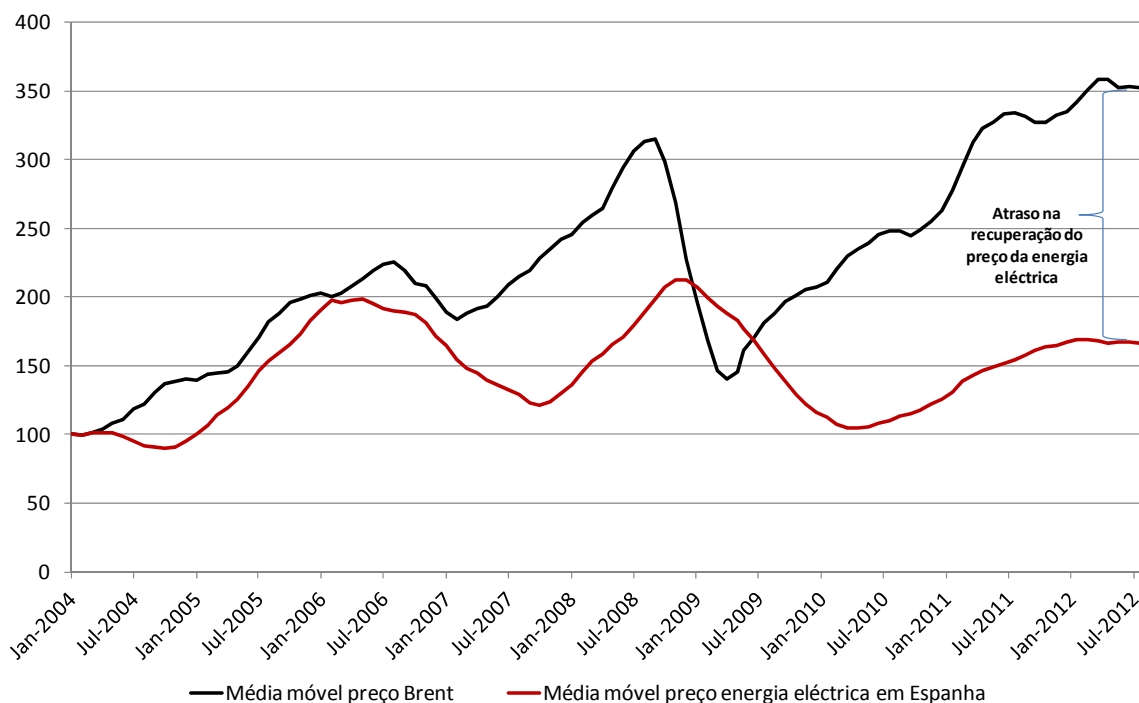


Fonte: ERSE com base em dados OMEL e Reuters

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 3-11 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.

Figura 3-11 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e *Brent*, em euros (base 100 2004)



Fonte: ERSE com base em dados OMEL e Reuters

Contudo, no final do período analisado verificou-se um desfasamento que tem vindo a aumentar, atingindo cerca de 12 meses, entre a evolução do preço do petróleo e a evolução do preço da energia elétrica. Esta “divergência temporal” reflete em parte o desfasamento existente¹¹ 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.

Assim, observa-se igualmente que, a amplitude do aumento do preço do petróleo tem-se refletido de uma forma cada vez menos acentuada no aumento do preço da energia elétrica, justificado pela alteração do *mix* de produção e das tecnologias que marcam o preço no mercado, como ser verá em seguida.

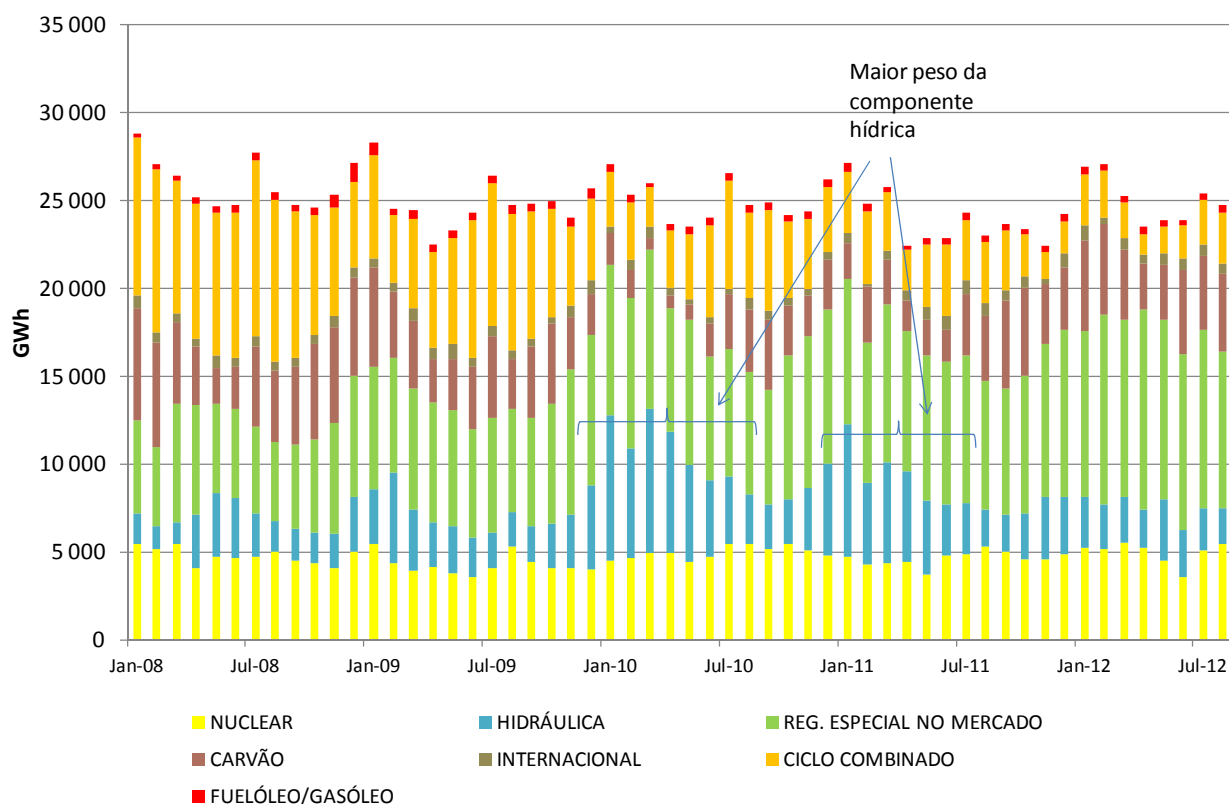
Registe-se aliás que, a correlação entre as médias móveis do preço da energia elétrica e do petróleo quando calculada para a série terminada em setembro de 2010 é de 0,77, quando calculada para a série terminada em setembro de 2011 é de 0,70, enquanto para a série terminada em setembro de 2012 é apenas de 0,6.

¹¹ Devido às condições definidas contratualmente de aquisição do gás natural a médio ou longo prazo.

De modo a melhor se entender os motivos para este desfasamento é analisado 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, tem-se assistido a um aumento contínuo do peso da produção em regime especial, em particular a baseada em fontes de energia renováveis.

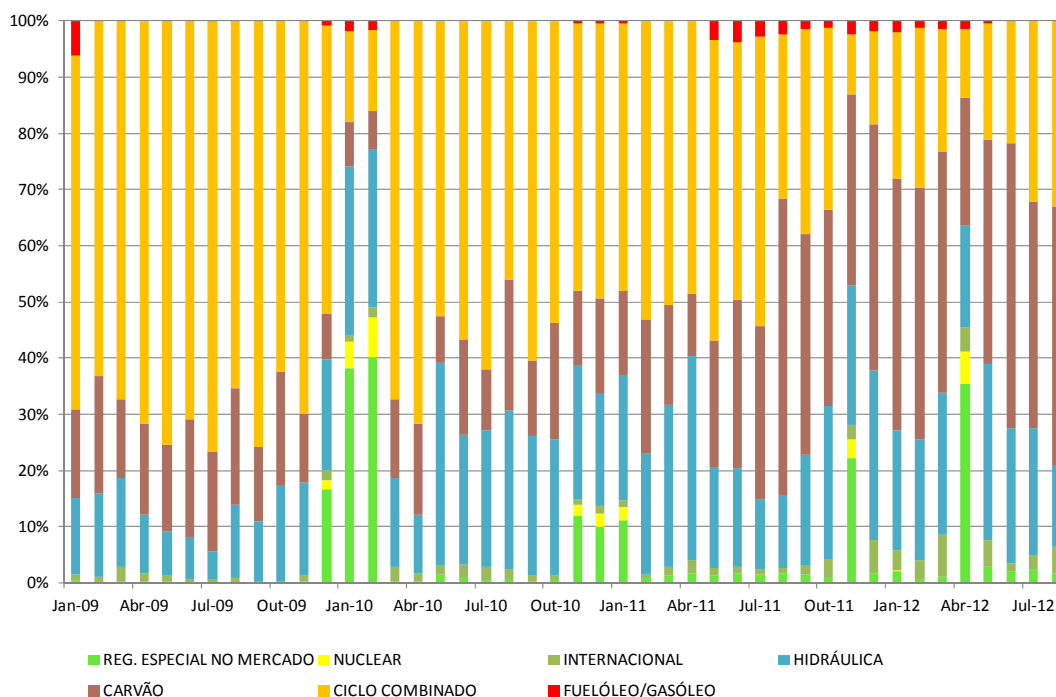
Figura 3-12 - Energia transacionada por tecnologia



Fonte: ERSE com base em dados OMEL

No que diz respeito às tecnologias que definiram o preço de fecho, observa-se na Figura 3-13 uma diminuição do peso das centrais de ciclo combinado a gás natural, desde o início de 2011. Em contrapartida, as centrais térmicas a carvão, tradicionalmente centrais de base, têm sido cada vez mais as centrais de fecho.

Figura 3-13 - Peso relativo das tecnologias com preços ofertados acima de 95% do preço de mercado MIBEL



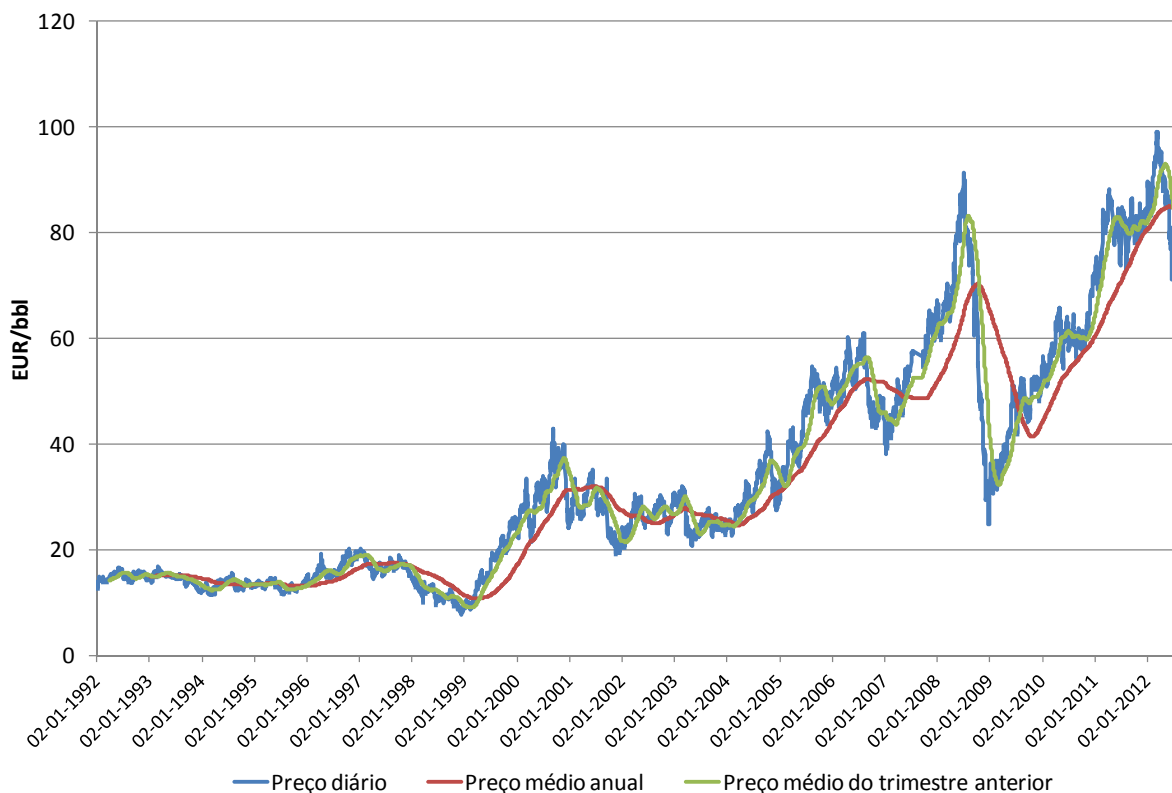
Fonte: ERSE com base em dados OMEL

Tal facto evidencia, o diferencial cada vez maior entre o preço de energia elétrica e o preço do petróleo e, conseqüentemente, o preço do gás natural, o que dificulta a colocação da energia elétrica produzida pelas centrais de ciclo combinado em mercado, cenário este agravado devido à:

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

O efeito da produção em regime especial no preço de mercado é importante, tendo em conta que o preço final desta fonte de energia não é, de um modo geral, definido no mercado grossista. De facto, o crescimento da produção em regime especial, bem como a diminuição do consumo, estão a conduzir a uma diminuição da procura residual de energia elétrica em mercado, levando, em consequência, à diminuição ou estagnação do seu preço, pese embora o aumento do preço do petróleo observável na Figura 3-14.

Figura 3-14 - Evolução do preço Brent (EUR/bbl) entre 1992 e 2012



Fonte: ERSE com base em dados Reuters

Assim, apesar do preço do petróleo ter estado em 2012 mais elevado do que em 2011 (vide Figura 3-15) e de a hidraulicidade em 2012 ter sido bastante baixa¹², o preço de energia elétrica não aumentou ao longo de 2012 face a 2011, como se observou na Figura 3-9.

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

¹² De 0,35 até setembro de 2012 segundo a REN, quando o valor para um ano normal é de 1.

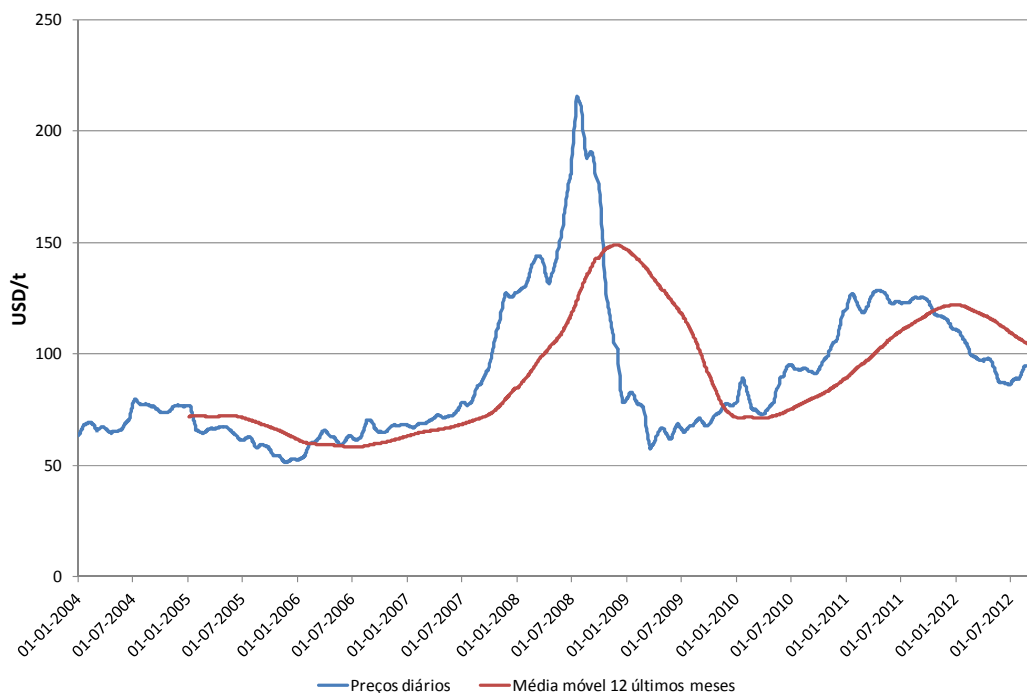
Figura 3-15 - Evolução do preço diário Brent (EUR/bbl) entre 2009 e 2012



Fonte: ERSE com base em dados Reuters

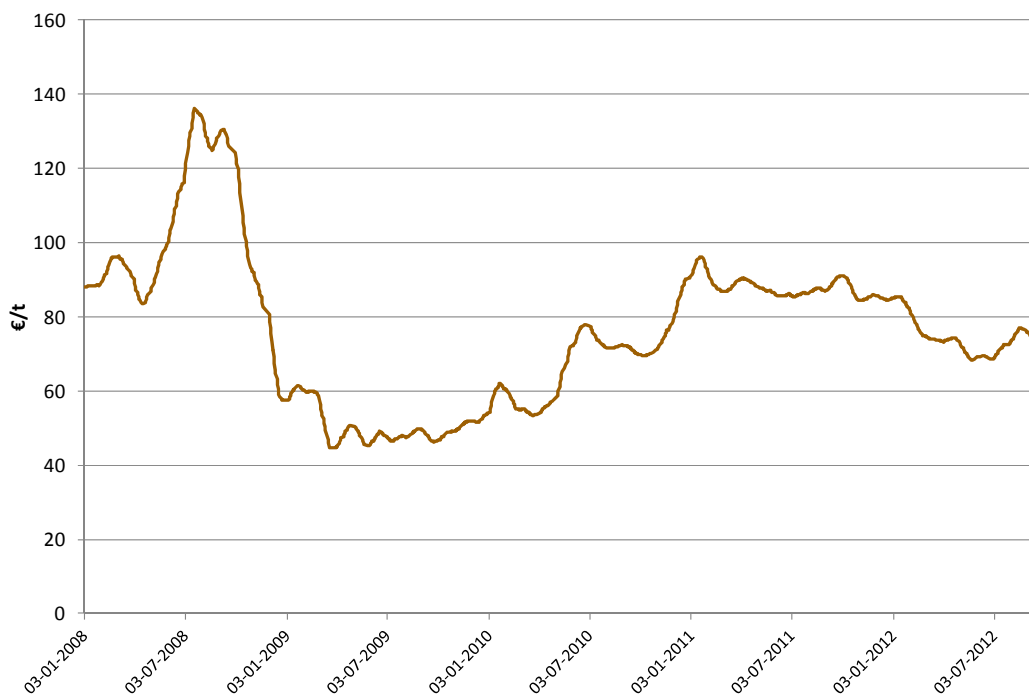
No caso do carvão, o gráfico seguinte mostra que o seu preço tem diminuído, embora ligeiramente, desde janeiro de 2011. Dado que as centrais a carvão estão a ser, com maior frequência, a tecnologia marginal no mercado grossista, a evolução do preço do carvão constitui mais um fator justificativo para o desacoplamento entre o preço da energia elétrica e o preço do petróleo.

Figura 3-16 - Evolução do preço carvão API#2 CIF ARA (USD/t)



Fonte: ERSE com base em dados Reuters

**Figura 3-17 - Evolução do preço carvão API#2 CIF ARA (euros /t)
(base 100 2008)**



Fonte: ERSE com base em dados Reuters

PREVISÕES

Se a previsão para 2013 do preço de energia elétrica apenas considerar o impacto das variáveis acima descritas, muito provavelmente, o preço para o próximo ano deveria ser mais baixo do que o valor que atualmente se verifica do preço médio diário no mercado *spot* de energia elétrica para Portugal, que se situa em torno dos 51 €/MWh¹³. Se a este preço for adicionado o acerto ao preço de mercado base devido ao perfil horário de compras de energia elétrica por parte do CUR, bem como os custos com os serviços de sistema e com os desvios do CUR, o custo médio de aquisição de energia elétrica para 2012 é cerca de 55 €/MWh. Este preço é inferior ao preço previsto nas tarifas de 2012, apesar das condições deste ano serem mais gravosas do que as do ano anterior no que diz respeito ao preço do petróleo e à hidraulicidade. A diminuição da procura e o aumento da produção em regime especial justificam este facto.

Porém, as recentes alterações legislativas ocorridas em Espanha por forma a diminuir o *deficit* tarifário espanhol, referidas anteriormente, de energia elétrica em Espanha, perspetivando-se deste modo um aumento do preço de energia elétrica na Península Ibérica em 2013. De modo a considerar os possíveis impactes no custo de aquisição de energia elétrica por parte do CUR, as previsões da ERSE para 2013 tiveram em consideração o preço médio dos contratos de futuros *peak load* em Espanha para 2013, ocorrido nos 15 dias posteriores à publicação do projeto de Decreto-Lei.

Assim, o preço médio diário no mercado *spot* de energia elétrica previsto para 2013 em Portugal é de 57,6 €/MWh, o qual acrescido do acerto ao preço de mercado base devido ao perfil horário de compras de energia elétrica por parte do CUR (cada vez mais associado às horas de ponta e cheia, devido ao maior peso da BTN), bem como dos custos com os serviços de sistema e dos desvios do CUR, resulta num custo médio de aquisição de energia elétrica para 2013, de cerca de 62 €/MWh.

¹³ Preços à fronteira.

Quadro 3-1 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR¹⁴ para fornecimento dos clientes para 2012 e para 2013

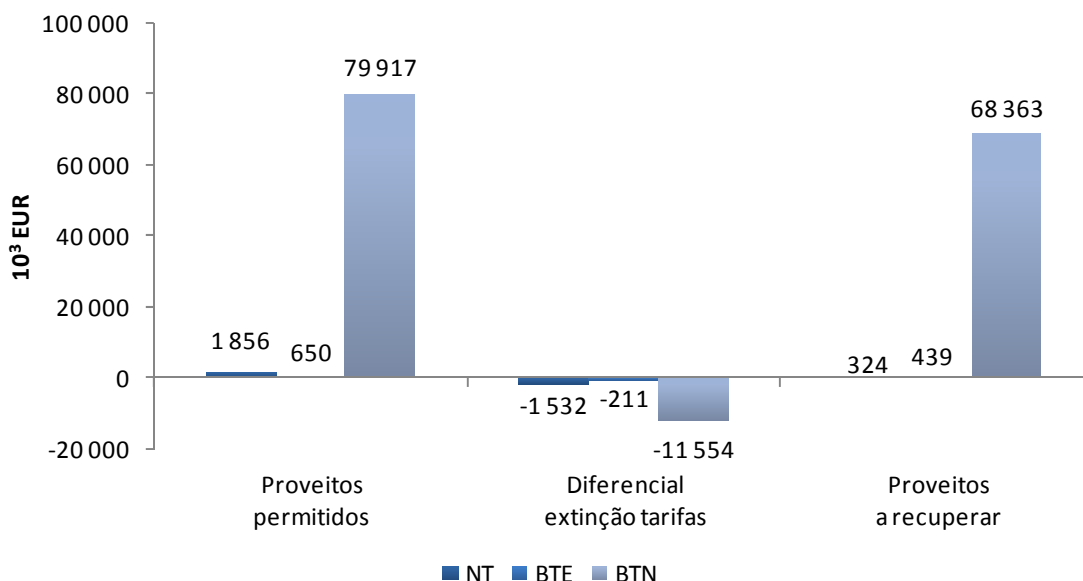
	2012		2013
	Tarifas 2012	Estimativa 2012 (valores reais até Agosto)	Tarifas 2013
Preço médio de aquisição do CUR em Portugal €/MWh	60,1	55,0	62,0
Preço petróleo EUR/bbl	77,7	88,0	85,6
Índice de produtividade hidroelétrica	1,0	0,35	1,0

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 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.

¹⁴ 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.

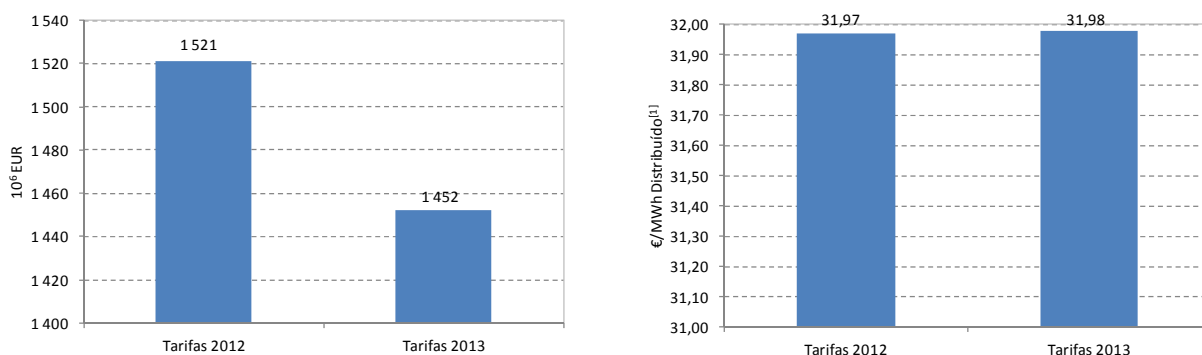
Figura 3-18 - Diferencial da atividade de Comercialização resultante da extinção das tarifas reguladas para consumos em NT, BTE e BTN



3.3 PROVEITOS DA UGS

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS apresentam uma redução de cerca de 46 milhões de euros (Figura 3-19).

Figura 3-19 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS



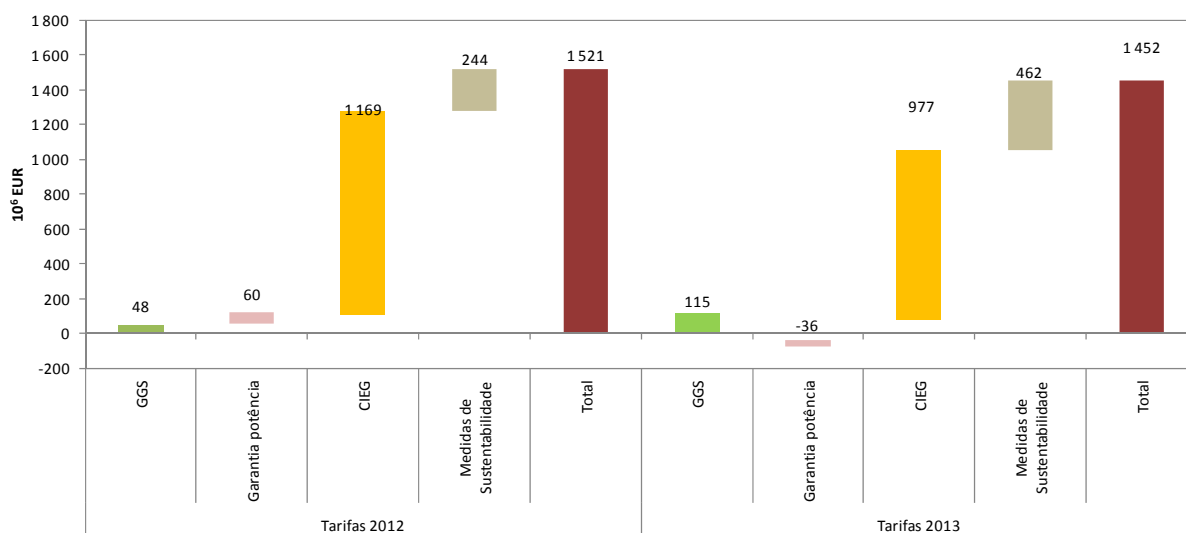
Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS resultam da soma de várias componentes: (i) custos com a gestão do sistema; (ii) Custos com a garantia de potência; (iii) custos de interesse económico geral; (iv) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo de medidas de sustentabilidade, estabilidade e

equidade tarifária e (v) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo do Decreto-Lei n.º165/2008, de 21 de agosto.

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 sobreprovento associado à aplicação da tarifa de venda transitória aos clientes nos níveis de tensão mencionados.

A Figura 3-20 permite analisar a evolução destas componentes de 2012 para 2013 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de UGS.

Figura 3-20 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente



3.3.1 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

Os custos de gestão do sistema aumentaram significativamente (+139%), relativamente aos valores aceites para Tarifas 2012. Para esta variação contribuiu o acréscimo dos ajustamentos referentes a anos anteriores que passou de 58 milhões de euros a devolver à tarifa em 2012, para 31 milhões de euros a recuperar pela empresa em 2013.

3.3.2 INTERRUPTIBILIDADE

A Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, alterada pela Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, 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.

A prestação do serviço de interruptibilidade ao abrigo do diploma mencionado aplica-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, cuja potência máxima interruptível seja igual ou superior a 4 MW.

De acordo com o referido no preâmbulo deste capítulo 3, a Portaria n.º 1309/2010, de 23 de dezembro, que enquadrava a prestação do serviço de interruptibilidade para o segmento de consumidores com potência interruptível abaixo de 4MW, foi revogado pela Portaria n.º 310/2011, de 21 de dezembro.

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

A previsão dos custos com contratos de interruptibilidade para 2013 é de cerca de 57 milhões de euros. Os ajustamentos dos custos com interruptibilidade do ano de 2011, a repercutir nos proveitos de 2013, são superiores a 15 milhões de euros, acrescidos de juros.

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.

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	2013
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	12 728	9 916	7 900
Taxa de remuneração	6,5%	5,5%	4,8%	4,3%	3,9%	2,4%	2,9%	-0,4%	4,0%	3,2%	2,7%
		SWAP	SWAP	SWAP	SWAP/IPC _{Set}	IPC _{Set}	IPC _{Set}	IPC _{Set}	SWAP	SWAP	SWAP

Unidade: 10³ EUR

3.3.4 CUSTOS COM GARANTIA DE POTÊNCIA

A Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, que instituiu o mecanismo de incentivo à garantia de potência para os centros electroprodutores em regime ordinário em Portugal, foi revogada pela Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio. Em sua substituição e, com efeitos a partir de 1 de junho de 2012, a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, estabeleceu novas disposições para os instrumentos de promoção da garantia de potência, nas modalidades de incentivo à disponibilidade e de incentivo ao investimento, respetivamente para centros electroprodutores térmicos e hídricos. Este diploma inclui critérios de exclusão à atribuição dos incentivos, nomeadamente, (i) se a potência instalada for igual ou inferior a 30MW, (ii) se os produtores forem abrangidos por um CAE ou beneficiarem dos CMEC, ou (iii) caso recebam ou tenham recebido qualquer tipo de compensação para assegurar uma rentabilidade mínima da atividade de produção de energia elétrica. Face ao regime anterior, foram alterados os valores unitários atribuídos no incentivo ao investimento, que passam a ser diferenciados por centro electroprodutor hídrico. No que diz respeito ao período de atribuição, no caso dos centros hídricos mantêm-se os 10 anos de incentivo ao investimento após o início de exploração, enquanto para os centros electroprodutores térmicos, o incentivo à disponibilidade vigora até à cessação da licença de exploração, estando contudo suspensa a sua atribuição durante a vigência do Programa de Assistência Financeira.

Devido ao impacto significativo deste novo enquadramento legal da garantia de potência nos montantes a pagar aos centros electroprodutores durante o ano de 2012, foi efetuado um ajustamento no valor de cerca de 33 milhões de euros, a repercutir nos proveitos de 2013. Os custos previsionais com garantia de potência em 2013, ao abrigo do novo regime são de 2 640 milhares de euros, relativos ao incentivo ao investimento do aproveitamento hidroelétrico Alqueva II, o único em exploração em 2013¹⁵ que não é abrangido por nenhuma disposição de exclusão da atribuição deste incentivo.

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.

¹⁵ Os ensaios aos 2 grupos do aproveitamento hidroelétrico Alqueva II, deverão iniciar-se no último trimestre de 2012.

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 na presente proposta 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 sétimo¹⁶. Assim, o saldo de referência em 2011 e o estimado para 2012 são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 3-7 - Valor máximo de referência para FCH

Unid: 10³ EUR

	2011	2012
Nível máximo de referência em 2009 (1)	-60 851	-50 709
Montante a deduzir (2)	10 142	10 142
Nível máximo 2010 (3) = (1)+(2)	-50 709	-40 568
Encargos financeiros (4)	-2 968	-2 490
Montante total a deduzir (5) = (4)-(2)	-13 110	-12 632

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.º13 596/2012, de 19 de outubro, a variação para 2013 foi fixada em 1,3%.

Os custos com a tarifa social ascendem, em 2013, a 3 597 milhares de euros, sendo financiada conforme se apresenta no quadro seguinte:

¹⁶ 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.

Quadro 3-8 - Tarifa social a pagar pelos titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário

	Potência instalada	Tarifa Social	
	MW	%	10 ³ EUR
Total	11 224,6	1,0	3 597,0
Centrais com CMEC ^[1]	6 385,4	0,6	2 046,2
Centrais com CAE	1 574,0	0,1	504,4
Centrais com Incentivo	3 021,3	0,3	968,2
Restantes centrais	243,9	0,0	78,2

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), BTE E BTN E O SOBREPVEITO 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.

A 29 de novembro foi publicado o Decreto-Lei n.º 256/2012, que estabelece que os comercializadores de último recurso, devem até 31 de dezembro de 2013, continuar a fornecer eletricidade a clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE que não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento.

De acordo com o Decreto-Lei n.º75/2012, de 26 de março as tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos em BTN são extintas:

- A partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA;
- A partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

O processo de extinção de tarifas tem implicações ao nível das tarifas de comercialização a aplicar aos clientes com os consumos mencionados.

Sobre os consumos em MAT, AT, MT e BT é aplicada uma tarifa transitória, a qual é agravada numa percentagem como forma de incentivar aqueles clientes a escolherem um comercializador em mercado.

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 2013 ascendem a 13 297 milhares de euros e -10 590 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.

No cálculo das tarifas a aplicar nos anos de 2009 e de 2010, a ERSE considerou a cogeração produzida através de fontes de energias renováveis (Cogeração^{FER}), enquadrada no Decreto-Lei n.º 90/2006, o que implicou a repercussão do diferencial de custos acima mencionado, de acordo com o estabelecido neste diploma. A reclassificação deste enquadramento teve impactes em tarifas de 2011, nomeadamente no cálculo dos ajustamentos referentes a 2009 e 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 três anos, acrescido dos respetivos juros. O Quadro 3-9 sintetiza os montantes considerados neste âmbito em tarifas de 2013.

Quadro 3-9 - Reclassificação da “Cogeração^{FER}”

Unidade: 10³ EUR

	T2013
Anuidade (A)	110 926
Juros diferimento (B)	2 442
Valor total cessão (C)=(A)+(B)	113 368
Acerto taxa juros definitiva (D)	310
Efeito total (E)=(C)+(D)	113 678

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 2013, conforme se apresenta no quadro seguinte:

Quadro 3-10 - Alisamento do sobrecusto da PRE previsto para 2013

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE					
	T2013	T2014	T2015	T2016	T2017	Total
PRE¹						
anuidade	163 140	186 809	186 809	186 809	186 809	910 375
Amortização capital	140 297	148 698	157 427	166 668	176 451	789 541
juros	22 843	38 111	29 382	20 141	10 358	120 834
valor a abater aos pp	626 402	439 593	252 784	65 975	0	
Alisamento quinquenal	-626 402	186 809	186 809	186 809	186 809	910 375
PRE²						
anuidade	23 684	179 999	179 999	179 999	179 999	743 679
Amortização capital	5 429	143 277	151 688	160 592	170 019	631 004
juros	18 256	36 721	28 311	19 407	9 980	112 675
valor a abater aos pp	607 319	427 321	247 322	67 324	0	
Alisamento quinquenal	-607 319	179 999	179 999	179 999	179 999	743 679

Notas: PRE¹ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
 PRE² - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

Seguidamente apresenta-se o quadro resumo com o diferimento em tarifas 2012 e o diferimento em tarifas 2013.

Quadro 3-11 - Alisamento dos sobrecustos da PRE previstos para 2012 e 2013

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE						Total
	2012 em 2012	T2013	T2014	T2015	T2016	T2017	
PRE¹							
anuidade	132 837	306 300	329 969	329 969	329 969	186 809	1 615 853
Amortização capital	113 967	252 334	267 816	284 073	301 318	176 451	1 395 960
juros	18 869	53 966	62 153	45 896	28 651	10 358	219 892
valor a abater aos pp	473 582	956 824	626 855	296 886	65 975	0	
Alisamento quinquenal	-473 582	-483 241	329 969	329 969	329 969	186 809	1 615 853
PRE²							
anuidade	129 714	163 479	319 793	319 793	319 793	179 999	1 432 571
Amortização capital	111 288	114 832	259 595	275 357	292 077	170 019	1 223 166
juros	18 426	48 647	60 198	44 437	27 717	9 980	209 404
valor a abater aos pp	462 449	929 974	610 181	290 387	67 324	0	
Alisamento quinquenal	-462 449	-467 525	319 793	319 793	319 793	179 999	1 432 571

Notas: PRE¹ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
 PRE² - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

No documento “Proveitos Permitidos das empresas reguladas do sector elétrico de 2013” 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 2013 incluem o ajustamento definitivo, referente ao ano de 2011, 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 2012.

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 3-12 sintetiza os ajustamentos de 2011 e 2012 a refletir nas tarifas de 2013.

Quadro 3-12 - Ajustamentos de 2011 e 2012 a repercutir em tarifas de 2013

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento 2011	Ajustamento 2012	Total
Tarifa de energia	82,06	-144,99	-62,93
Tarifa UGS	156,29	-28,92	127,37
CMEC+SCAE	219,58	235,89	455,47
SPRE	-63,29	-264,81	-328,10
Ajustamento total	238,35	-173,91	64,44

Nota: O valor dos CMEC considera o efeito do diferimento excepcional da parcela de revisibilidade de 2011. O ajustamento provisório de 2012 não inclui o ajustamento do sobrecusto CAE.

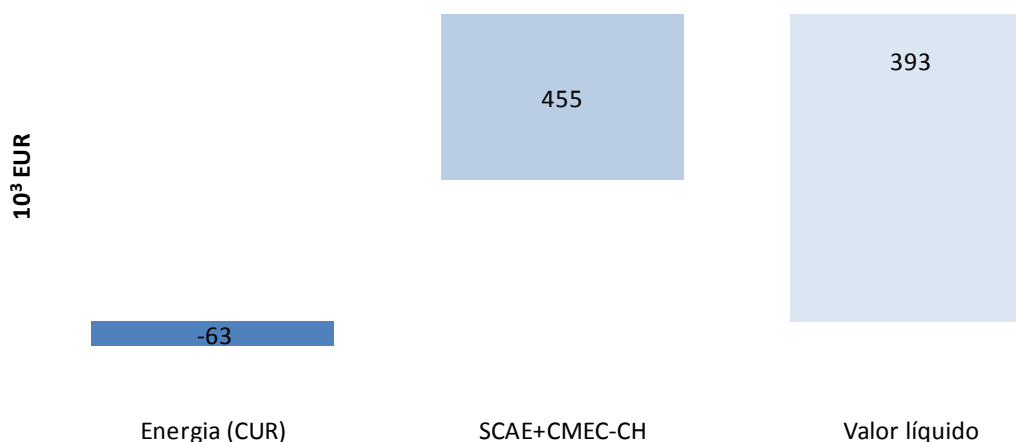
Em 2011, o custo médio de aquisição de energia por parte do CUR (sem serviços de sistema) no mercado organizado situou-se nos 54,4 €/MWh, acima dos 46,6 €/MWh considerado em tarifas de 2011 o que gerou um desvio de cerca de -82 milhões de euros.

Em 2012, a redução do custo médio de aquisição de energia por parte do CUR (sem serviços de sistema) de 59,2 €/MWh (valor considerado para tarifas 2012) para 53,2 €/MWh, gerou um desvio de cerca de 145 milhões de euros.

Assim, o montante de desvios dos custos de energia elétrica do CUR, referentes aos anos de 2011 e 2012 ascende a 63 milhões de euros a recuperar pelos clientes.

Os ajustamentos relativos ao sobrecusto CAE e aos CMEC totalizam 455 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 393 milhões de euros, valor a pagar pelos clientes, conforme mostra a Figura 3-21.

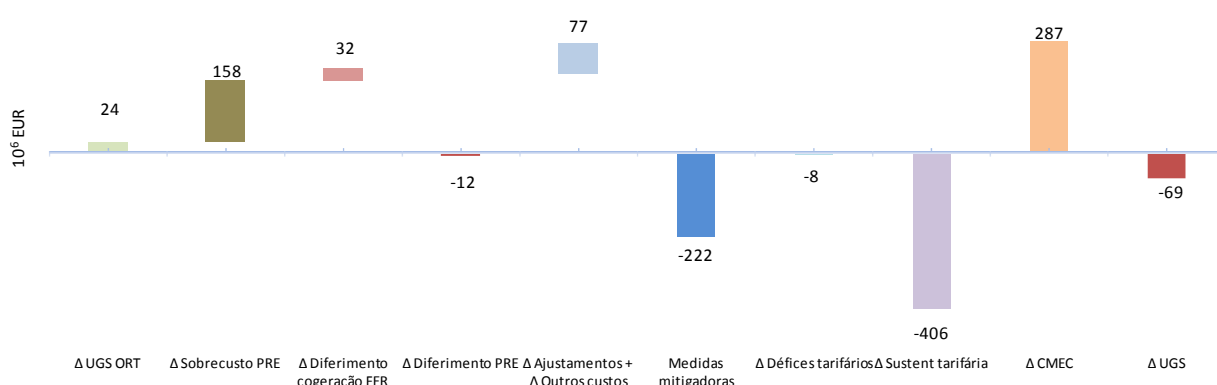
Figura 3-21 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia

Na Figura 3-22 apresenta-se a variação da UGS de 2012 para 2013:

- O efeito do aumento de proveitos do operador da rede de transporte, no valor de 24 milhões de euros, resulta essencialmente das seguintes parcelas:
 - Agravamento dos custos de gestão do sistema em 67 milhões de euros;
 - Agravamento dos outros CIEG do ORT, onde se destacam o aumento dos proveitos da REN Trading em cerca de 47 milhões de euros;
 - Impacte da alteração do regime de incentivo à garantia de potência - 96 milhões de euros.
- O efeito do agravamento do sobrecusto da PRE de cerca de 158 milhões de euros;
- O efeito relativo à reclassificação da cogeração^{FER} no montante de 32 milhões de euros;
- Repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, diferimento PRE no valor de - 12 milhões de euros;
- Variação de outros ajustamentos e outros custos em 77 milhões de euros;
- Implementação de medida mitigadoras no valor de -222 milhões de euros;
- O efeito dos défices tarifários em -8 milhões de euros;
- O efeito da sustentabilidade tarifária no valor de -406 milhões de euros, resulta das seguintes parcelas:
 - O efeito dos ajustamentos da CVEE do sobrecusto da PRE, em cerca de -413 milhões de euros;

- Efeitos do processo de extinção de tarifas para níveis de tensão de MAT, AT, MT e BTE:
 - Variação do diferencial entre proveitos permitidos e proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização, no valor de 12 milhões de euros;
 - Variação do sobreproveito pela aplicação das tarifas transitórias, no valor de - 5 milhões de euros.
- A variação dos CMEC em 287 milhões de euros.

Figura 3-22 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS



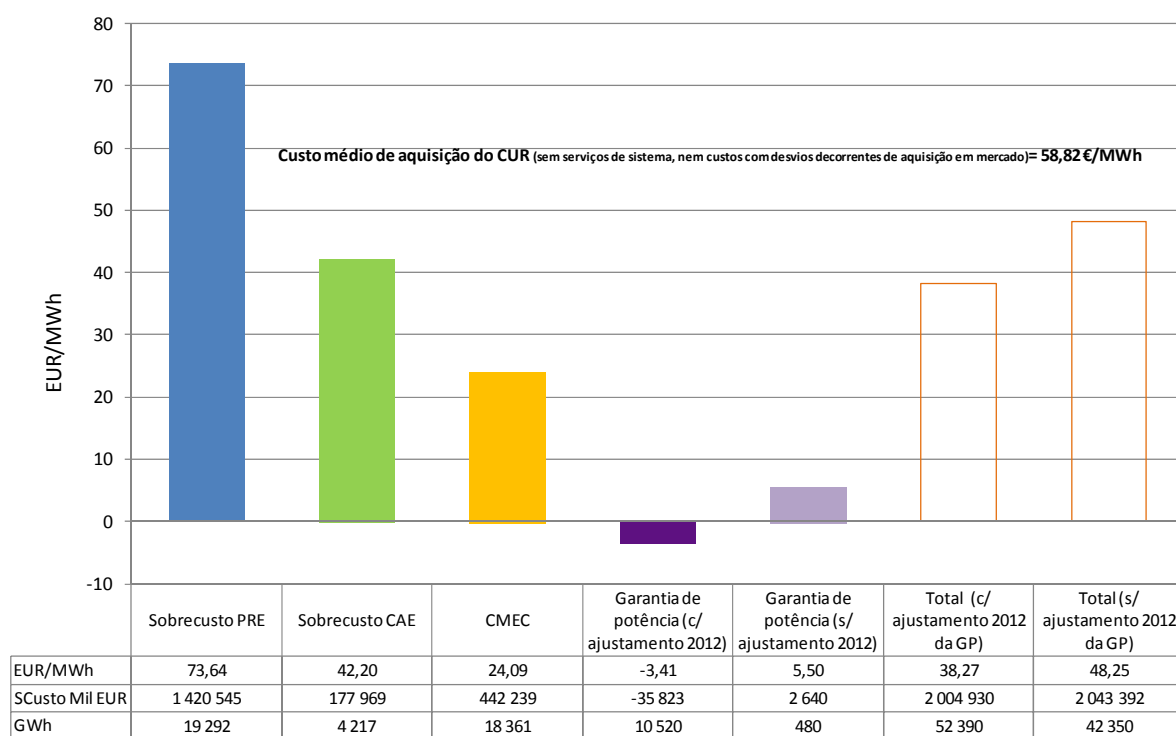
Na Figura 3-23 apresentam-se os custos de CIEG associados à produção em regime especial (PRE), aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, aos custos de manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e ao incentivo ao investimento em capacidade de produção previsto nos serviços de garantia de potência determinados de acordo com a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, por unidade prevista produzir em 2013 pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos.

Refira-se que, para esta análise não foram considerados:

- i) 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;
- ii) os efeitos do diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC de 2011 estabelecido no artigo n.º 2 do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro;
- iii) o diferimento do ajustamento previsional de 2012 do sobrecusto CAE estabelecido no artigo n.º 3 do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro;

- iv) a dedução aos montantes de proveitos permitidos do valor das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa, estabelecido no artigo n.º 5 do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro.

Figura 3-23 - 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 2013, nomeadamente, o resultante da aquisição da produção previsível para 2013, dos ajustamentos relativos aos anos de 2011 (t-2) e 2012 (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 2013 e respetivos custos associados às centrais da Tejo Energia e da Turbogás, assim como os ajustamentos desta rubrica de custos relativos aos anos de 2011 (t-2) e 2012 (t-1).

Quanto ao sobrecusto dos CMEC, este integra todos os custos associados a este mecanismo que são incorporados nas tarifas de 2013, designadamente os custos com as parcelas fixa, de acerto e de alisamento e os respetivos ajustamentos de faturação, deduzidos do diferimento excecional da parcela de acerto dos CMEC por aplicação do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 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 do incentivo à garantia de potência por unidade de energia entregue ao sistema elétrico pelas centrais abrangidas pelas disposições da Portaria n.º 251/2012, 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. No ano de 2013, apenas o centro hidroelétrico Alqueva II é elegível para o mecanismo de garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento. Os valores apresentados na figura correspondem a uma estimativa supondo 2 000 horas de funcionamento.

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 3-23 apresenta igualmente o valor médio do sobrecusto unitário do conjunto das instalações abrangidas pelos CIEG, que sem considerar o ajustamento de 2012 do mecanismo de garantia de potência é de 48,25 €/MWh. Considerando o ajustamento de 2012, esse valor desce para 38,27 €/MWh.

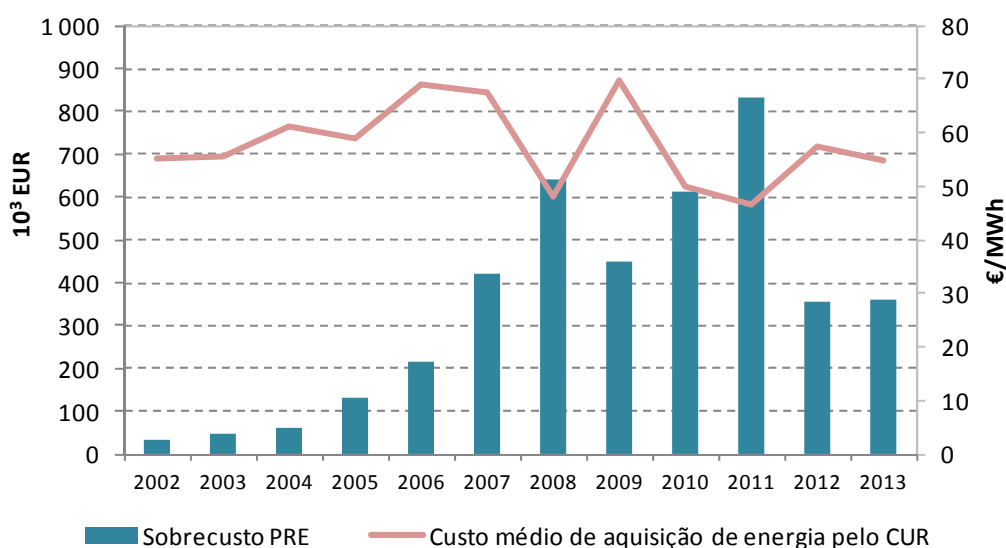
Constata-se assim grande parte da produção de energia elétrica em Portugal continental tem um custo real superior ao verificado no mercado *spot*, traduzindo-se num sobrecusto que é transferido para os consumidores através das tarifas. Para o consumidor de energia elétrica, o custo de produção implícito 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 2013 este custo corresponda a 107,07 €/MWh, isto é: 48,25 €/MWh + 58,82 €/MWh. Considerando o ajustamento de 2012, no caso do consumidor regulado prevê-se, com base nos pressupostos enunciados, que em 2013 este custo corresponda a 97,09 €/MWh, isto é: 38,27 €/MWh + 58,82 €/MWh.

3.3.10 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 mercado¹⁷.

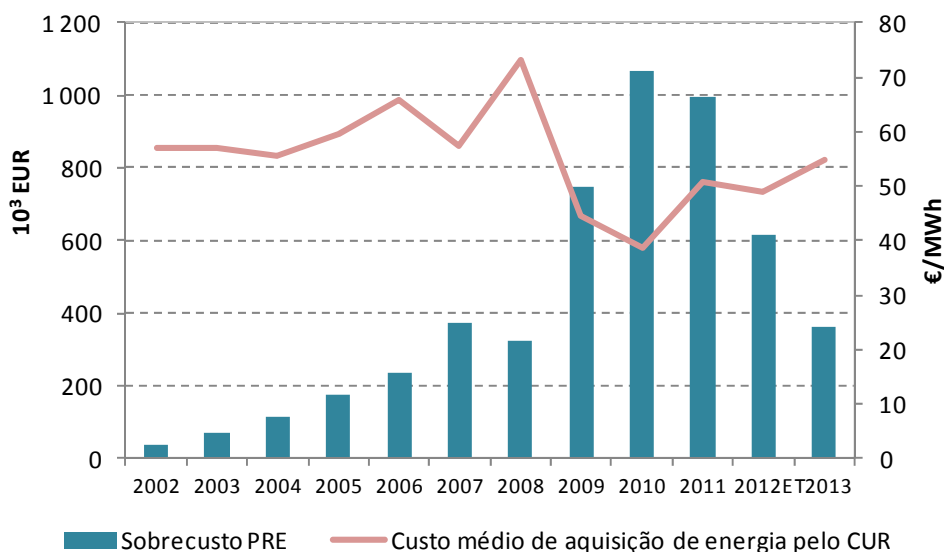
Na Figura 3-24 apresenta-se a evolução do sobrecusto com a aquisição a produtores em regime especial no período de 2002 a 2013, tendo em conta os valores previstos para tarifas e compara-se este valor com o custo médio de aquisição do CUR incluído no cálculo dos proveitos permitidos a recuperar pela tarifa de Energia. Na Figura 3-25 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 e de 2013 deveu-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.

Figura 3-24 - Evolução do sobrecusto PRE (valores previstos para tarifas)



¹⁷ 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).

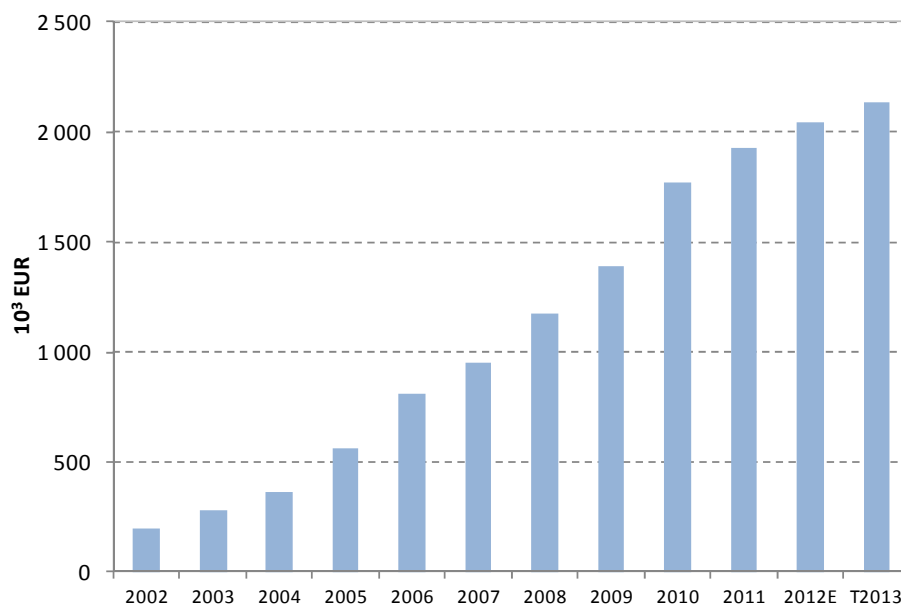
Figura 3-25 - Evolução do sobrecusto PRE (valores ocorridos)



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 3-26 (valores ocorridos desde 2002).

Figura 3-26 - Custo total com a aquisição a produtores em regime especial

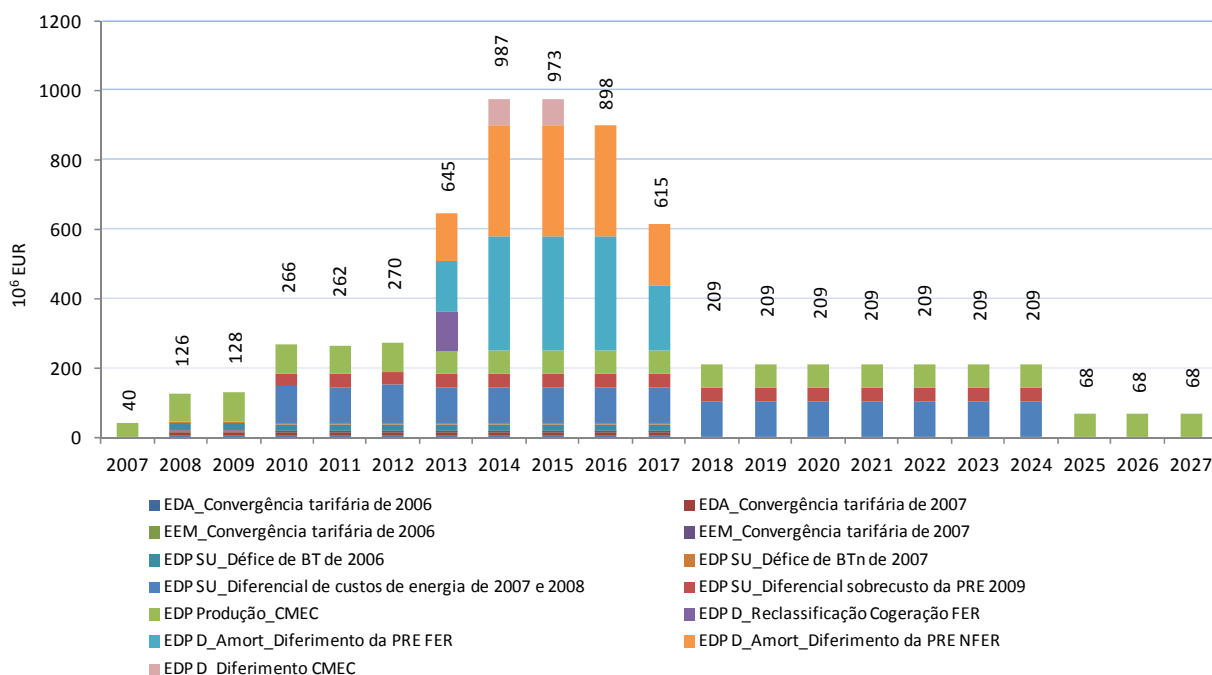


3.3.11 PROVEITOS A RECUPERAR NOS PRÓXIMOS ANOS

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:

- Défices tarifários de 2006 e 2007 ao abrigo do Decreto-Lei 237-B/2006;
- Diferencial dos custos de energia de 2007 e 2008 e do sobrecusto da PRE, ambos ao abrigo do Decreto-Lei 165/2008;
- Custos para a manutenção do equilíbrio contratual das centrais da EDP Produção que cessaram os contratos de aquisição de energia com a REN;
- Diferimento da PRE ao abrigo do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho;
- Diferimento excecional da parcela de acerto dos CMEC de 2011 e diferimento do ajustamento provisório de 2012 do sobrecusto CAE ao abrigo do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro.

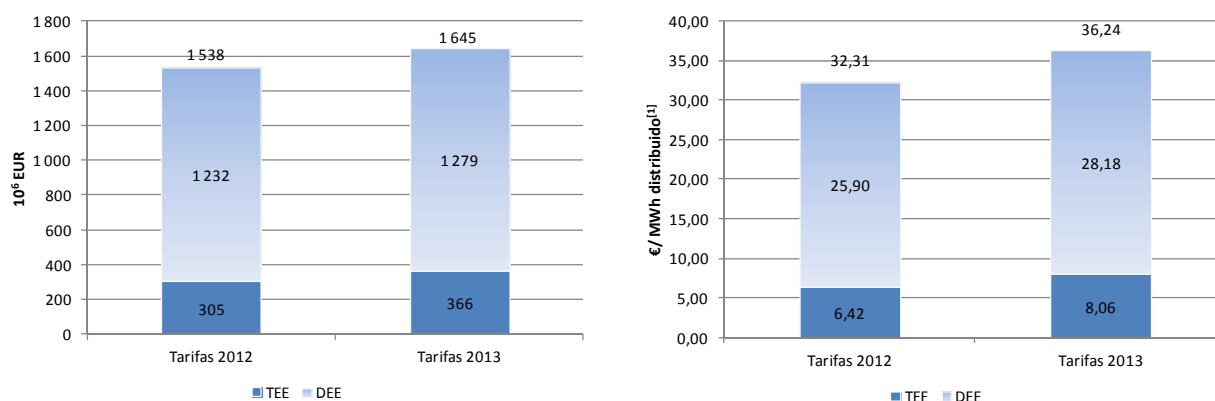
Figura 3-27 - Proveitos a recuperar nos próximos anos



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

Da análise da Figura 3-28 verifica-se que os proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica apresentam um acréscimo de 7,0% e que os custos unitários por unidade distribuída crescem 12,1%.

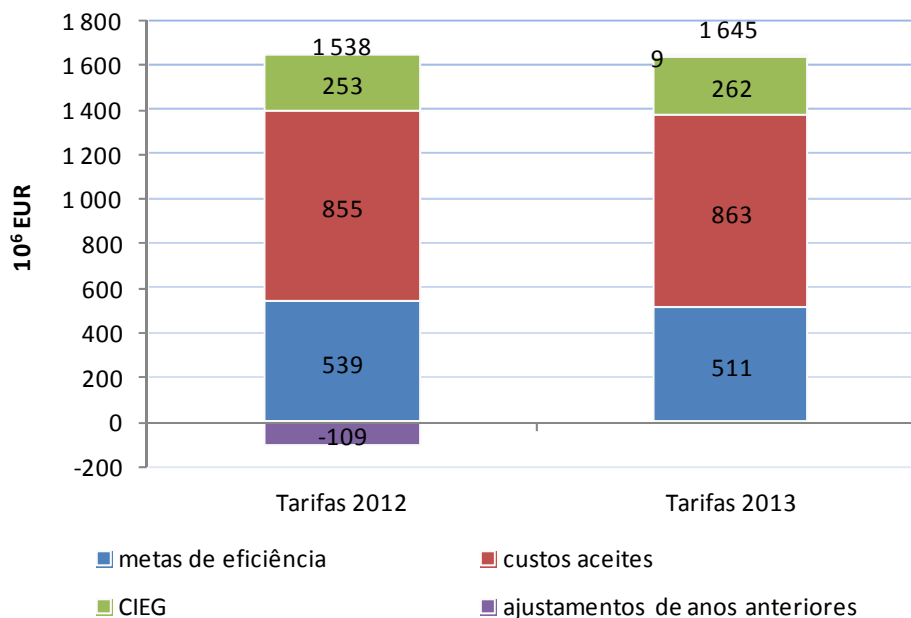
Figura 3-28 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição



Nota: 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 na evolução dos consumos refletem-se nos 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 3-29

Figura 3-29 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente

Através da análise da figura verificamos uma redução das metas de eficiência e um ligeiro acréscimo dos custos aceites e dos CIEG. Com um peso significativo nos custos aceites estão, os custos com capital das atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Distribuição 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 de investimentos da RNT a custos de referência.

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

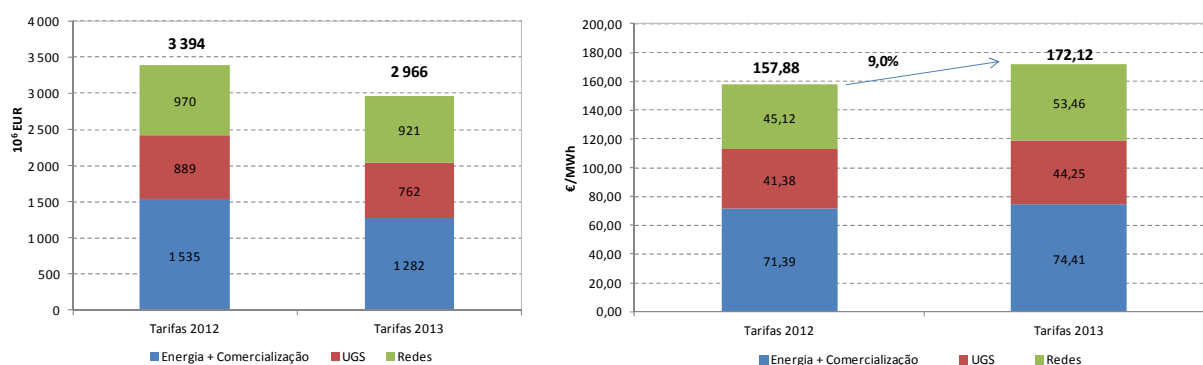
As tarifas de 2013 incluem os ajustamentos efetuados à aplicação desse mecanismo, referentes aos anos de 2009 e 2010, decorrentes de decisões tomadas pela ERSE no ano de 2012, relativas a detalhes da aplicação deste mecanismo, as quais foram oportunamente comunicadas à REN, por terem impacto no valor da base dos ativos a remunerar à taxa com prémio. Foi também incorporado o ajustamento referente à aplicação do mecanismo em 2011, tendo por base os valores reais de investimento auditados. 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 2012 para 2013.

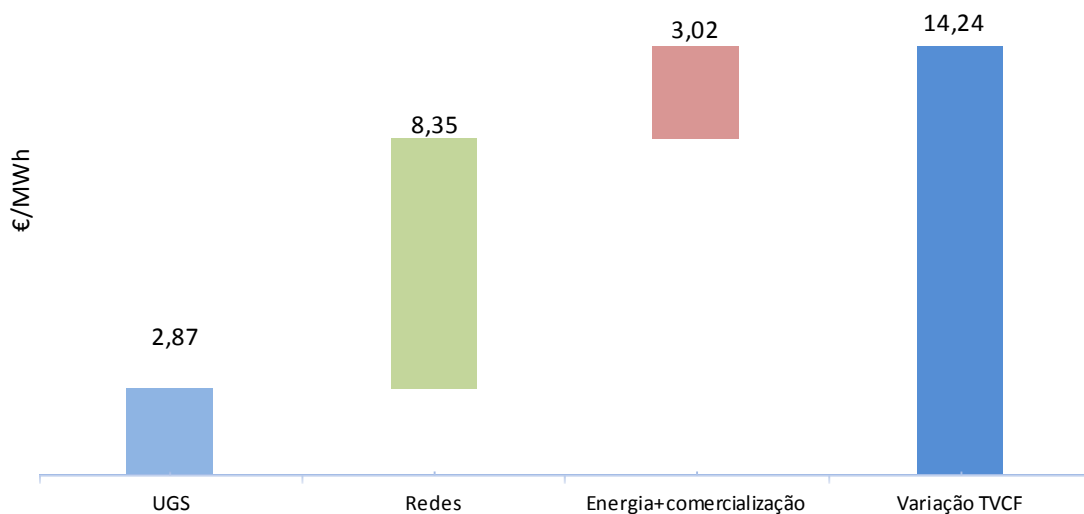
Figura 3-30 - Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais



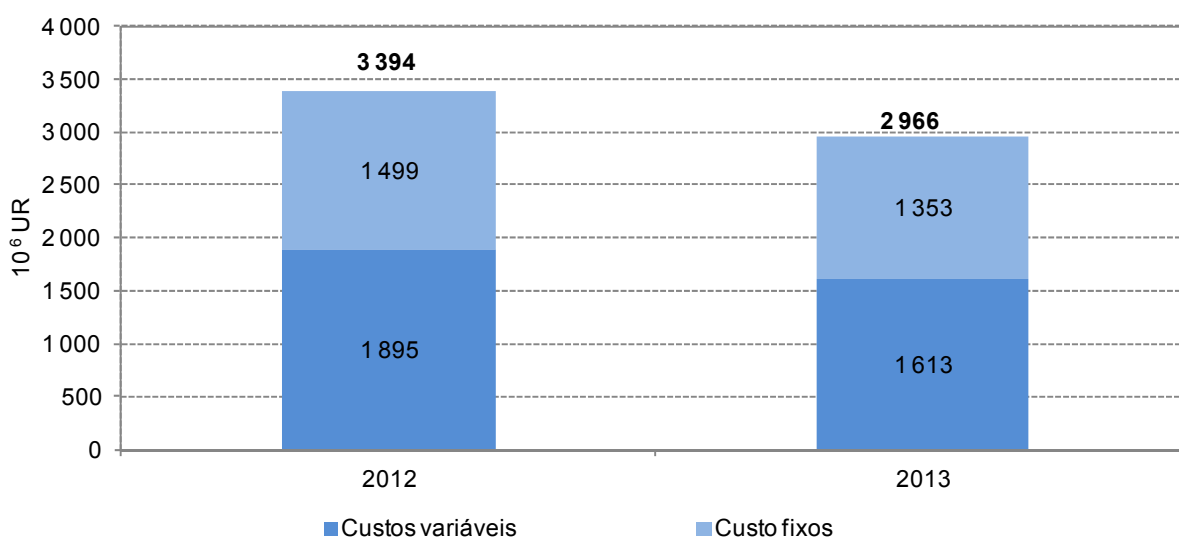
Nota: Não inclui sobreproveito da tarifa transitória

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 14,24 €/MWh no proveito unitário resulta de um aumento dos proveitos unitários a recuperar com as tarifas de acesso em 2,87 €/MWh e 8,35 €/MWh, conjugado com um agravamento dos custos com a aquisição de energia e comercialização em 3,02 €/MWh, conforme se pode verificar pela análise da Figura 3-31.

Figura 3-31 - Variação do proveito unitário da TVCF de 2012 para 2013

A Figura 3-32 apresenta a decomposição do nível global de proveitos a recuperar pelas TVCF de 2012 e de 2013, distinguindo-se entre custos fixos e custos variáveis associados com a evolução dos consumos.

Figura 3-32 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis

Nota: Não inclui sobreproveito da tarifa transitória

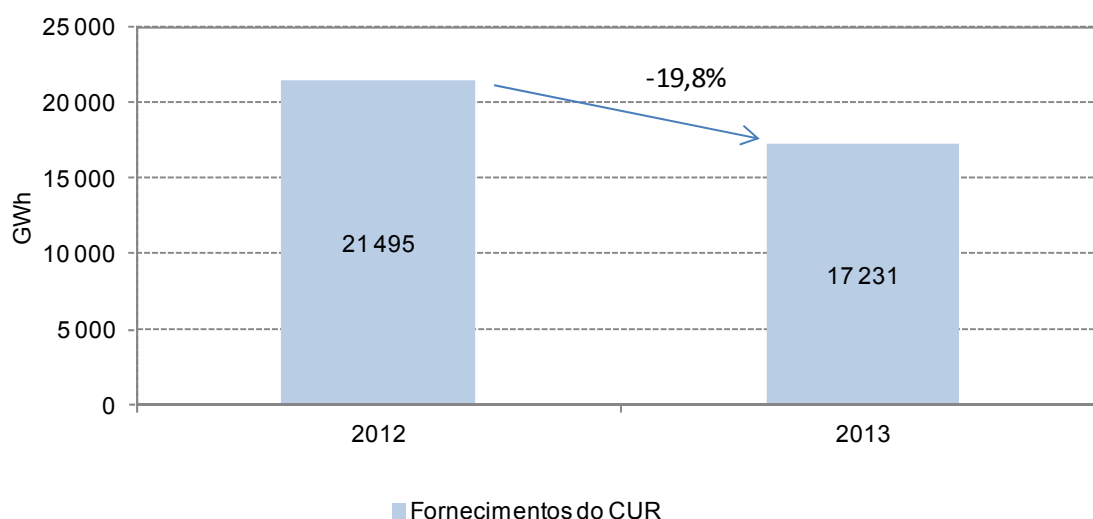
Na parte dos custos variáveis consideram-se todos os custos de energia, os custos de comercialização (com exceção dos ajustamentos referentes a 2011 e da parcela fixa dos proveitos da comercialização),

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 2011 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, bem como a parcela fixa dos proveitos da comercialização.

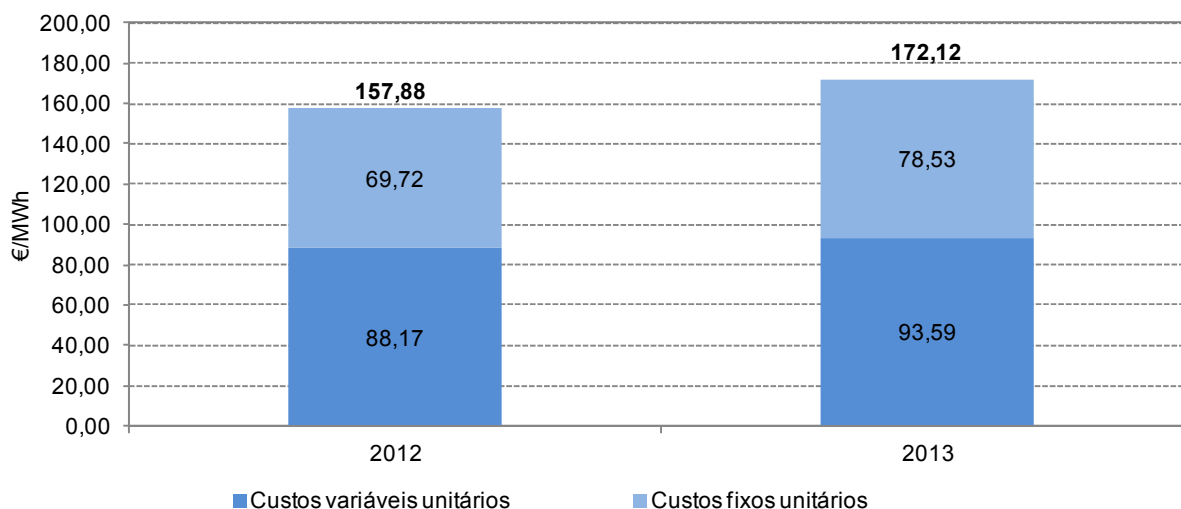
A Figura 3-33 apresenta os valores dos fornecimentos do CUR, considerados pela ERSE nas tarifas de 2012 e nas tarifas para 2013.

Figura 3-33 - Fornecimentos do CUR



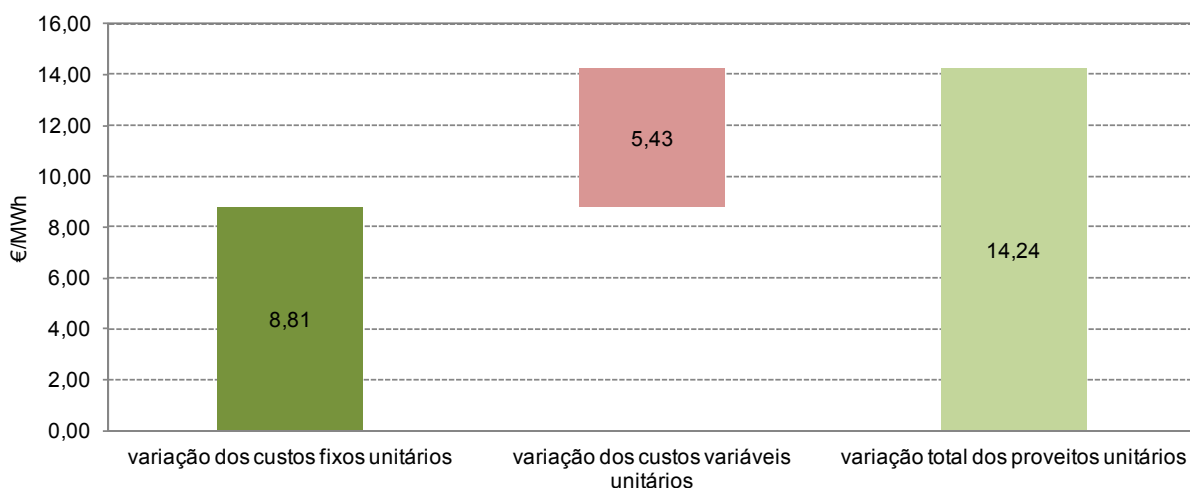
Os fornecimentos do CUR apresentam um decréscimo de 20% justificando parte do agravamento dos custos unitários incluídos na TVCF.

A Figura 3-34 evidencia a evolução dos proveitos unitários da TVCF entre 2012 e 2013, por categoria de custo fixo e variável.

Figura 3-34 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF

Nota: Não inclui sobreproveito da tarifa transitória

O crescimento dos proveitos unitários de 14,24€/MWh pode ser decomposto pela variação dos custos fixos unitários (+8,81€/MWh) e pela variação dos custos variáveis unitários (+5,43€/MWh), tal como se apresenta na Figura 3-35.

Figura 3-35 - Decomposição da variação nos proveitos unitários

Nota: Não inclui sobreproveito da tarifa transitória

4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2013

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 (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
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 (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2013

Tarifas para a energia elétrica em 2013

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 (Portugal continental)
<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 (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2013

Tarifas para a energia elétrica em 2013

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 (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
<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 (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
<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 (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
<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 (Portugal continental), nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas) e nas tarifas de mercado livre

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2013

Tarifas para a energia elétrica em 2013

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifas Transitórias de Comercialização	C				
<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 (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
<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 (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
<i>Tarifa transitória 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 transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM	TVCF	concessionária do transporte e distribuição da RAA concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	clientes dos comercializadores de último recurso da RAA e da RAM	fornecimento regulado de energia a retalho	existem diversas opções tarifárias definidas nas Secções VI e VII do Capítulo III do Regulamento Tarifário para os clientes das Regiões Autónomas
Tarifas de Venda a Clientes Finais Transitórias em Portugal continental	TVCF	comercializadores de último recurso em Portugal continental	clientes dos comercializadores de último recurso em Portugal continental	fornecimento regulado de energia a retalho	existem diversas opções tarifárias definidas na Secção V do Capítulo III do Regulamento Tarifário para os clientes de Portugal continental

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.

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.

A portaria de afetação dos CIEG irá implicar alterações na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes. No presente documento não se inclui qualquer alteração à tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT remetendo-se para uma próxima revisão regulamentar a discussão desta matéria.

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 2013.

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	0,0024
	Horas cheias	0,0024
	Horas de vazio normal	0,0024
	Horas de super vazio	0,0024

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	0,0089
	Horas cheias	0,0089
	Horas de vazio normal	0,0089
	Horas de super vazio	0,0089

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	-0,0016
	Horas cheias	-0,0011

No Quadro 4-5 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2013, 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	0,0097
	Horas cheias	0,0102
	Horas de vazio normal	0,0113
	Horas de super vazio	0,0113

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 Setor Elétrico em 2013” 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 2013.

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	0,5469
	Horas de vazio	0,4269

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 2013 proporcionam os proveitos permitidos em 2013, 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 2013 que está definida no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2013”.

Quadro 4-7 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Transporte em 2013

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 2013.

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	1,678
	Contratada	0,186
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	0,0211
	Capacitiva	0,0158

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	3,538
	Contratada	0,393
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	0,0211
	Capacitiva	0,0158

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 são calculadas com base nas quantidades medidas nos contadores desses clientes.

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	0,0024
	Horas cheias	0,0024
	Horas de vazio normal	0,0024
	Horas de super vazio	0,0024

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).

A parcela III 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.

O Decreto-Lei nº215-A/2012, de 8 de outubro, através do número 2 do artigo 61º e mediante portaria do membro do Governo responsável pela área da energia vem alterar os critérios de repercussão dos CIEG com incidência na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes. Esta portaria abrange os seguintes CIEG: os sobrecustos com a PRE, os sobrecustos com os CAE, os encargos com os CMEC, os encargos com a garantia de potência, os

sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autônomas, os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, os custos de sustentabilidade¹⁸, os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e os custos com o PPEC.

Em concreto, a mencionada portaria vem alterar a metodologia de cálculo dos termos de energia das parcelas II e III da tarifa de Uso Global do Sistema, definindo a forma de repartição dos sobrecustos com a convergência tarifária, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, bem como a distribuição, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, de forma diretamente proporcional à energia entregue no ponto de consumo, dos sobrecustos com a PRE não renovável¹⁹, dos sobrecustos com os CAE, dos encargos com a garantia de potência, dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, dos custos de sustentabilidade, dos custos com os terrenos e dos custos com o PPEC.

Adicionalmente, a referida portaria define que a afetação dos CIEG dentro de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento é feita de forma modulada, em função dos consumos efetuados em cada período horário. Concretamente estabelece uma modulação de 1,3 para os preços de energia de ponta e de 1,15 para os preços de energia de cheias, relativamente aos preços médios dos seguintes CIEG: sobrecustos com a PRE, sobrecustos com os CAE, encargos com a garantia de potência, custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, custos com a convergência tarifária, custos com os terrenos e custos com o PPEC.

No quadro seguinte apresenta-se a repartição por nível de tensão e tipo de fornecimento de cada um dos CIEG enquadrados pela referida portaria.

¹⁸ Estes custos correspondem aos ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, ao diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e ao sobreprojeito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

¹⁹ Não abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 90/2006.

Quadro 4-11 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

Unid: M€	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTN≤ 20,7 kVA	TOTAL
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,0	0,0	0,3	0,5	1,0	82,4	84,2
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	10,6	38,5	85,2	21,0	13,5	108,3	277,2
Sobrecusto dos CAE	6,8	24,7	54,7	13,5	8,7	69,6	178,0
CMEC	6,6	16,1	52,6	18,0	22,7	325,5	441,5
Garantia de potência	-1,4	-5,0	-11,0	-2,7	-1,7	-14,0	-35,8
Sobrecusto RAAs	0,0	10,5	41,9	21,0	15,8	120,4	209,6
Défice 2009	5,4	19,5	43,2	10,6	6,9	54,9	140,5
Ajust. de aquisição de energia	-2,4	-8,7	-19,4	-4,8	-3,1	-24,6	-62,9
Diferencial extinção TVCF	0,5	1,8	4,1	1,0	0,6	5,2	13,3
Sobreprovento	-0,4	-1,5	-3,3	-0,8	-0,5	-4,1	-10,6
Terrenos	0,8	3,0	6,6	1,6	1,0	8,4	21,4
PPEC	0,4	1,6	3,5	0,9	0,6	4,5	11,5
TOTAL	26,9	100,5	258,6	79,8	65,5	736,5	1 267,8

No quadro seguinte apresentam-se os preços dos referidos CIEG por variável de faturação e por nível de tensão ou tipo de fornecimento.

Quadro 4-12 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema

Unid: €/MWh	MAT			AT			MT			BTE			BTN > 20,7 kVA			BTN ≤ 20,7 kVA		
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,03	0,02	0,18	0,16	0,08	0,56	0,50	0,25	6,04	5,34	3,45
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	7,94	7,02	5,14	7,94	7,02	4,85	7,94	7,02	4,07	7,94	7,02	3,59	7,94	7,02	3,54	7,94	7,02	4,54
Sobrecusto dos CAE	5,10	4,51	3,30	5,10	4,51	3,11	5,10	4,51	2,61	5,10	4,51	2,31	5,10	4,51	2,28	5,10	4,51	2,91
Garantia de potência	-1,03	-0,91	-0,66	-1,03	-0,91	-0,63	-1,03	-0,91	-0,53	-1,03	-0,91	-0,46	-1,03	-0,91	-0,46	-1,03	-0,91	-0,59
Sobrecusto RAAs	0,00	0,00	0,00	2,16	1,91	1,32	3,90	3,45	2,00	7,93	7,01	3,59	8,88	7,85	4,98	8,88	7,85	4,98
Défice 2009	4,02	3,56	2,60	4,02	3,56	2,46	4,02	3,56	2,06	4,02	3,56	1,82	4,02	3,56	1,80	4,02	3,56	2,30
Ajust. de aquisição de energia	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39	-1,39
Diferencial extinção TVCF	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Sobreprovento	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23	-0,23
Terrenos	0,61	0,54	0,40	0,61	0,54	0,37	0,61	0,54	0,31	0,61	0,54	0,28	0,61	0,54	0,27	0,61	0,54	0,35
PPEC	0,33	0,29	0,21	0,33	0,29	0,20	0,33	0,29	0,17	0,33	0,29	0,15	0,33	0,29	0,15	0,33	0,29	0,19

Unid: €/kW/mês	MAT	AT	MT	BTE	BTN> 20,7 kVA	BTN≤ 20,7 kVA
CMEC	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias, apresentam-se no Quadro 4-13.

Quadro 4-13 - 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	0,771	0,0190	0,0170	0,0130	0,0130	
AT	4	0,771	0,0212	0,0190	0,0138	0,0138	
MT	4	0,771	0,0231	0,0207	0,0129	0,0129	
BTE	4	0,771	0,0282	0,0253	0,0143	0,0142	
BTN>	3	0,771	0,0298	0,0267	0,0160		
BTN< tri-horárias	3	0,771	0,0353	0,0316	0,0214		
BTN bi-horárias	2	0,771	0,0324		0,0214		
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	0,771	0,0281				
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	0,771	0,0282				

No Quadro 4-14 apresenta-se a desagregação do valor do preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 4-13.

Quadro 4-14 - 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 de Energia, SA				Componente de alisamento		Correcção de hidraulicidade	CMEC - EDP Distribuição
	Parcela Fixa		Parcela de acerto		Revisib. Prevista	Ajust. Previstos		Parcela de acerto
	Renda Anual	Ajust.	Revisib	Ajust.				
MAT	0,119	-0,001	0,000	0,002	0,434	-0,002	-0,040	0,257
AT	0,119	-0,001	0,000	0,002	0,434	-0,002	-0,040	0,257
MT	0,119	-0,001	0,000	0,002	0,434	-0,002	-0,040	0,257
BTE	0,119	-0,001	0,000	0,002	0,434	-0,002	-0,040	0,257
BTN>	0,119	-0,001	0,000	0,002	0,434	-0,002	-0,040	0,257
BTN< tri-horárias	0,119	-0,001	0,000	0,002	0,434	-0,002	-0,040	0,257
BTN bi-horárias	0,119	-0,001	0,000	0,002	0,434	-0,002	-0,040	0,257
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	0,119	-0,001	0,000	0,002	0,434	-0,002	-0,040	0,257
BTN simples (<=2,3 kVA)	0,119	-0,001	0,000	0,002	0,434	-0,002	-0,040	0,257
BTN (iluminação pública) *	0,119	-0,001	0,000	0,002	0,434	-0,002	-0,040	0,257

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 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 4-15 e no Quadro 4-16.

Quadro 4-15 - 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	1,678
	Contratada	0,186
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	0,0211
	Capacitiva	0,0158

Quadro 4-16 - 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	3,216
	Contratada	0,357
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 4-17.

Quadro 4-17 - 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	3,708	0,0008	0,0007	0,0006	0,0005	0,0008	0,0007	0,0007	0,0006
MT	4	3,885	0,0009	0,0007	0,0006	0,0005	0,0008	0,0007	0,0007	0,0006
BTE	4	4,165	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006
BTN>	3	-	0,0506	0,0008	0,0007		0,0506	0,0008	0,0007	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0506	0,0008	0,0007		0,0506	0,0008	0,0007	
BTN bi-horárias	2	-	0,0118		0,0007		0,0118		0,0007	
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,0075				0,0075			
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	-	0,0076				0,0076			

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 2013 proporcionam os proveitos permitidos em 2013, 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 4-18 apresenta-se a estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2013 determinada de acordo com o descrito no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2013”.

Quadro 4-18 - Estrutura dos custos incrementais de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em 2013

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

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 4-19 - 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	0,828
	Contratada	0,072
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	0,0215
	Capacitiva	0,0161

Quadro 4-20 - 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	3,906
	Contratada	0,656
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	0,0234
	Capacitiva	0,0176

Quadro 4-21 - 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	9,531
	Contratada	0,726
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	0,0032
	Horas cheias	0,0026
	Horas de vazio normal	0,0020
	Horas de super vazio	0,0011
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0268
	Capacitiva	0,0204

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 4-22 - 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	0,828	0,072	0,0006	0,0005	0,0004	0,0003	0,0006	0,0005	0,0004	0,0004	0,0215	0,0161
MT	4	0,961	-	0,0006	0,0005	0,0004	0,0003	0,0006	0,0006	0,0004	0,0004	-	-
BTE	4	1,031	-	0,0007	0,0006	0,0005	0,0004	0,0007	0,0006	0,0005	0,0004	-	-
BTN>	3	-	-	0,0130	0,0006	0,0004	0,0004	0,0130	0,0006	0,0004	0,0004	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0130	0,0006	0,0004	0,0004	0,0130	0,0006	0,0004	0,0004	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0033	0,0004	0,0004	0,0004	0,0033	0,0004	0,0004	0,0004	-	-
BTN simples (<=20,7 kVA)	1	-	-	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	-	-
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	-	-	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	0,0022	-	-

Quadro 4-23 - 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	3,906	0,656	0,0022	0,0017	0,0011	0,0007	0,0021	0,0017	0,0011	0,0009	0,0234	0,0176
BTE	4	5,062	-	0,0023	0,0018	0,0012	0,0008	0,0023	0,0018	0,0012	0,0008	-	-
BTN>	3	-	-	0,0628	0,0018	0,0011	0,0011	0,0628	0,0018	0,0011	0,0011	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0628	0,0018	0,0011	0,0011	0,0628	0,0018	0,0011	0,0011	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-	0,0153	0,0018	0,0011	0,0011	0,0153	0,0018	0,0011	0,0011	-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	-	0,0098	0,0098	0,0098	0,0098	0,0098	0,0098	0,0098	0,0098	-	-
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	-	-	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	-	-

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

Quadro 4-24 - 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	9,531	0,726	0,0033	0,0026	0,0020	0,0009	0,0268	0,0204
BTN>	3	-	0,726	0,0350	0,0344	0,0017		-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,726	0,0247	0,0240	0,0016		-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,726	0,0280		0,0016		-	-
BTN simples (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)	1	-	0,726	0,0178				-	-
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	-	0,726	0,0180				-	-

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 transitória de Energia deve refletir a estrutura de preços praticados no mercado grossista, respeitando-se a estrutura dos custos marginais de energia. Para esse efeito os custos marginais são escalados de modo a assegurar-se a recuperação dos proveitos permitidos em 2013 na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica. 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 Setor Elétrico em 2013”, em anexo ao presente documento.

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

Quadro 4-25 - Preços da tarifa transitória de Energia

ENERGIA EM MAT, AT E MT		PREÇOS
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0776
	Horas cheias	0,0661
	Horas de vazio normal	0,0561
	Horas de super vazio	0,0403
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0732
	Horas cheias	0,0674
	Horas de vazio normal	0,0595
	Horas de super vazio	0,0518

Os preços da tarifa transitória de Energia convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-26.

Quadro 4-26 - Preços da tarifa transitória 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	0,0773	0,0659	0,0559	0,0402	0,0730	0,0672	0,0593	0,0517
AT	4	0,0786	0,0670	0,0567	0,0408	0,0742	0,0683	0,0602	0,0524
MT	4	0,0823	0,0698	0,0585	0,0419	0,0777	0,0712	0,0621	0,0539
BTE	4	0,0859	0,0751	0,0639	0,0494	0,0859	0,0751	0,0639	0,0494
BTN>	3	0,0865	0,0751	0,0598		0,0865	0,0751	0,0598	
BTN< tri-horárias	3	0,0867	0,0750	0,0593		0,0867	0,0750	0,0593	
BTN bi-horárias	2	0,0776		0,0593		0,0776		0,0593	
BTN simples (<=20,7 kVA)	1	0,0706				0,0706			
BTN simples (<=2,3 kVA)	1	0,0706				0,0706			

4.4.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

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

Os preços das tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em MAT, AT, MT, BTE e aplicados às quantidades previstas para 2013 igualam os proveitos permitidos em 2013 na atividade de Comercialização. Estes preços são calculados tendo em conta a estrutura de receitas e as regras de escalamento descritas no estudo “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2013” em anexo ao presente documento.

Os preços das tarifas de Comercialização a aplicar pelo comercializador de último recurso apresentam-se no quadro seguinte.

Quadro 4-27 - Preços das tarifas de Comercialização

COMERCIALIZAÇÃO EM MAT, AT E MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	2,19	0,07215	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0003		
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	2,25	0,07401	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0002		
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia)	
	0,45	0,01473	
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 2013.

Quadro 4-28 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2013

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	1,678	0,0552
	Contratada	0,957	0,0315
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0197	
	Horas cheias	0,0176	
	Horas de vazio normal	0,0135	
	Horas de super vazio	0,0134	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0196	
	Horas cheias	0,0176	
	Horas de vazio normal	0,0135	
	Horas de super vazio	0,0135	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0211	
	Capacitiva	0,0158	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	4,536	0,1491
	Contratada	0,843	0,0277
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0226	
	Horas cheias	0,0202	
	Horas de vazio normal	0,0148	
	Horas de super vazio	0,0146	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0226	
	Horas cheias	0,0202	
	Horas de vazio normal	0,0149	
	Horas de super vazio	0,0148	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0215	
	Capacitiva	0,0161	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	8,752	0,2877
	Contratada	1,427	0,0469
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0268	
	Horas cheias	0,0236	
	Horas de vazio normal	0,0150	
	Horas de super vazio	0,0144	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0266	
	Horas cheias	0,0237	
	Horas de vazio normal	0,0151	
	Horas de super vazio	0,0148	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0234	
	Capacitiva	0,0176	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2013

Tarifas para a energia elétrica em 2013

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	19,789	0,6506
	Contratada	1,497	0,0492
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,0354	
	Horas cheias	0,0311	
	Horas de vazio normal	0,0187	
	Horas de super vazio	0,0169	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0268	
	Capacitiva	0,0204	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
	27,6	41,32	1,3584
	34,5	51,65	1,6980
	41,4	61,98	2,0376
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1912	
	Horas cheias	0,0643	
	Horas de vazio	0,0199	

* RRC art. 220.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	5,16	0,1698
	4,6	6,89	0,2264
	5,75	8,61	0,2830
	6,9	10,33	0,3396
	10,35	15,49	0,5094
	13,8	20,66	0,6792
	17,25	25,82	0,8490
	20,7	30,99	1,0188
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0654	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0908	
	Horas de vazio	0,0252	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1864	
	Hora cheia	0,0588	
	Hora vazio	0,0252	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	1,72	0,0566
	2,3	3,44	0,1132
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0659	

* RRC art. 220.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 2013, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos custos de interesse económico geral são os seguintes:

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	70%
AT	53%
MT	42%
BTE	45%
BTN	54%
BTN > 20,7 kVA	45%
BTN ≤ 20,7 kVA	55%

4.6 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DA MOBILIDADE ELÉTRICA

O Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 170/2012, de 1 de agosto, 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 54.º 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 2013 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 4-29 - Preços da tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicável à Mobilidade Elétrica a vigorarem em 2013

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
	MT	0,0448
	BTE	0,0730
	BTN	0,0985

4.7 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

A partir de 1 de janeiro de 2011 procedeu-se à extinção das tarifas reguladas de venda de energia elétrica aos clientes com consumos em muita alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE), na sequência do disposto no Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, passando a aplicar-se uma tarifa transitória de venda aos clientes finais que continuaram a ser fornecidos pelo comercializador de último recurso.

Adicionalmente, o Decreto-lei n.º 75/2012, de 26 de março, estabelece, por um lado, que a ERSE deverá proceder com a periodicidade mínima trimestral à apreciação das condições de mercado, e, por outro lado, estende o processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa tensão normal (BTN). Nos termos deste Decreto-Lei, a partir do dia 1 de julho de 2012 extinguiram-se as tarifas reguladas aplicáveis a clientes com consumos em BTN com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA e a partir de 1 de janeiro de 2013 extinguem-se as tarifas reguladas aplicáveis a clientes com consumos em BTN com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

Durante o regime transitório, o comercializador de último recurso é obrigado a fornecer eletricidade aos clientes finais que ainda não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, aplicando-se tarifas transitórias fixadas pela ERSE.

Nos quadros seguintes apresentam-se as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MAT, AT, MT, BTE e BTN a vigorarem a partir de janeiro de 2013.

Quadro 4-30 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2013

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MAT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		74,49	2,4489
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	4,969	0,1634
	Contratada	0,848	0,0279
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1072	
	Horas cheias	0,0866	
	Horas de vazio normal	0,0611	
	Horas de super vazio	0,0555	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1076	
	Horas cheias	0,0888	
	Horas de vazio normal	0,0650	
	Horas de super vazio	0,0608	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0211	
	Capacitiva	0,0158	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM AT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		78,64	2,5854
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	5,979	0,1966
	Contratada	0,845	0,0278
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	5,768	0,1896
	Contratada	0,683	0,0225
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,556	0,4128
	Contratada	0,435	0,0143
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1109
		Horas cheias	0,0880
		Horas de vazio normal	0,0629
		Horas de super vazio	0,0566
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1106
		Horas cheias	0,0909
		Horas de vazio normal	0,0650
		Horas de super vazio	0,0605
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1241
		Horas cheias	0,0908
		Horas de vazio normal	0,0656
		Horas de super vazio	0,0594
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1260
		Horas cheias	0,0940
		Horas de vazio normal	0,0675
		Horas de super vazio	0,0625
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1480
		Horas cheias	0,1060
		Horas de vazio normal	0,0676
		Horas de super vazio	0,0611
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1482
		Horas cheias	0,1055
		Horas de vazio normal	0,0695
		Horas de super vazio	0,0643
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0215	
	Capacitiva	0,0161	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2013

Tarifas para a energia elétrica em 2013

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		47,20	1,5517
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	9,289	0,3054
	Contratada	1,448	0,0476
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	9,368	0,3080
	Contratada	1,357	0,0446
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	14,179	0,4662
	Contratada	0,528	0,0174
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1252
		Horas cheias	0,0969
		Horas de vazio normal	0,0644
		Horas de super vazio	0,0586
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1286
		Horas cheias	0,0995
		Horas de vazio normal	0,0669
		Horas de super vazio	0,0624
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1313
		Horas cheias	0,1003
		Horas de vazio normal	0,0655
		Horas de super vazio	0,0596
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1377
		Horas cheias	0,1008
		Horas de vazio normal	0,0691
		Horas de super vazio	0,0644
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2026
		Horas cheias	0,1092
		Horas de vazio normal	0,0735
		Horas de super vazio	0,0664
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2027
		Horas cheias	0,1091
		Horas de vazio normal	0,0737
		Horas de super vazio	0,0690
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0234
		Capacitiva	0,0176

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		27,59	0,9072
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	13,113	0,4311
	Contratada	0,572	0,0188
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	19,788	0,6506
	Contratada	1,441	0,0474
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2124
		Horas cheias	0,1173
		Horas vazio normal	0,0808
		Horas super vazio	0,0727
	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1456
		Horas cheias	0,1078
		Horas vazio normal	0,0706
		Horas super vazio	0,0660
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0268
		Capacitiva	0,0204

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2013

Tarifas para a energia elétrica em 2013

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa de médias utilizações		27,6	42,83	1,4081
		34,5	53,38	1,7550
		41,4	63,93	2,1019
Tarifa de longas utilizações		27,6	171,15	5,6268
		34,5	213,87	7,0312
		41,4	256,57	8,4353
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações		Horas de ponta	0,2858	
		Horas cheias	0,1437	
		Horas de vazio	0,0822	
Tarifa de longas utilizações		Horas de ponta	0,1959	
		Horas cheias	0,1133	
		Horas de vazio	0,0746	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=20,7 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária		3,45	5,61	0,1844
		4,6	7,32	0,2407
		5,75	9,00	0,2959
		6,9	10,68	0,3510
		10,35	15,71	0,5165
		13,8	20,75	0,6821
		17,25	25,78	0,8476
		20,7	30,81	1,0131
Energia ativa			(EUR/kWh)	
		Tarifa simples <=6,9 kVA	0,1405	
		Tarifa simples >6,9 kVA	0,1418	
Tarifa bi-horária <=6,9 kVA		Horas fora de vazio	0,1641	
		Horas de vazio	0,0870	
Tarifa bi-horária >6,9 kVA		Horas fora de vazio	0,1674	
		Horas de vazio	0,0878	
Tarifa tri-horária <=6,9 kVA		Horas de ponta	0,1865	
		Horas de cheias	0,1483	
		Horas de vazio	0,0870	
Tarifa tri-horária >6,9 kVA		Horas de ponta	0,1899	
		Horas de cheias	0,1515	
		Horas de vazio	0,0878	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (<=2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples		1,15	2,36	0,0776
		2,3	4,14	0,1362
Energia ativa			(EUR/kWh)	
		Tarifa simples	0,1210	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência		(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa tri-horária		27,6	24,85	0,8170
		34,5	31,06	1,0211
		41,4	37,26	1,2249
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária		Horas de ponta	0,2857	
		Horas cheias	0,1536	
		Horas de vazio	0,0815	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (<=20,7 kVA)		PREÇOS		
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*	
Tarifa simples	3,45	1,85	0,0610	
	4,6	2,60	0,0856	
	5,75	3,35	0,1102	
	6,9	4,10	0,1348	
	10,35	6,19	0,2035	
	13,8	8,33	0,2737	
	17,25	10,41	0,3422	
	20,7	12,59	0,4139	
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	5,11	0,1681
		4,6	6,04	0,1987
5,75		6,78	0,2228	
6,9		7,73	0,2540	
10,35		9,81	0,3224	
13,8		11,94	0,3927	
17,25		14,02	0,4611	
20,7		16,22	0,5331	
Energia ativa		(EUR/kWh)		
Tarifa simples <=6,9 kVA		0,1640		
Tarifa simples >6,9 kVA		0,1672		
Tarifa bi-horária <=6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1761		
	Horas de vazio	0,0870		
Tarifa bi-horária >6,9 kVA	Horas fora de vazio	0,1793		
	Horas de vazio	0,0870		
Tarifa tri-horária <=6,9 kVA	Horas de ponta	0,2851		
	Horas de cheias	0,1501		
	Horas de vazio	0,0870		
Tarifa tri-horária >6,9 kVA	Horas de ponta	0,2851		
	Horas de cheias	0,1533		
	Horas de vazio	0,0870		

* RRC art. 220.º, n.º 3

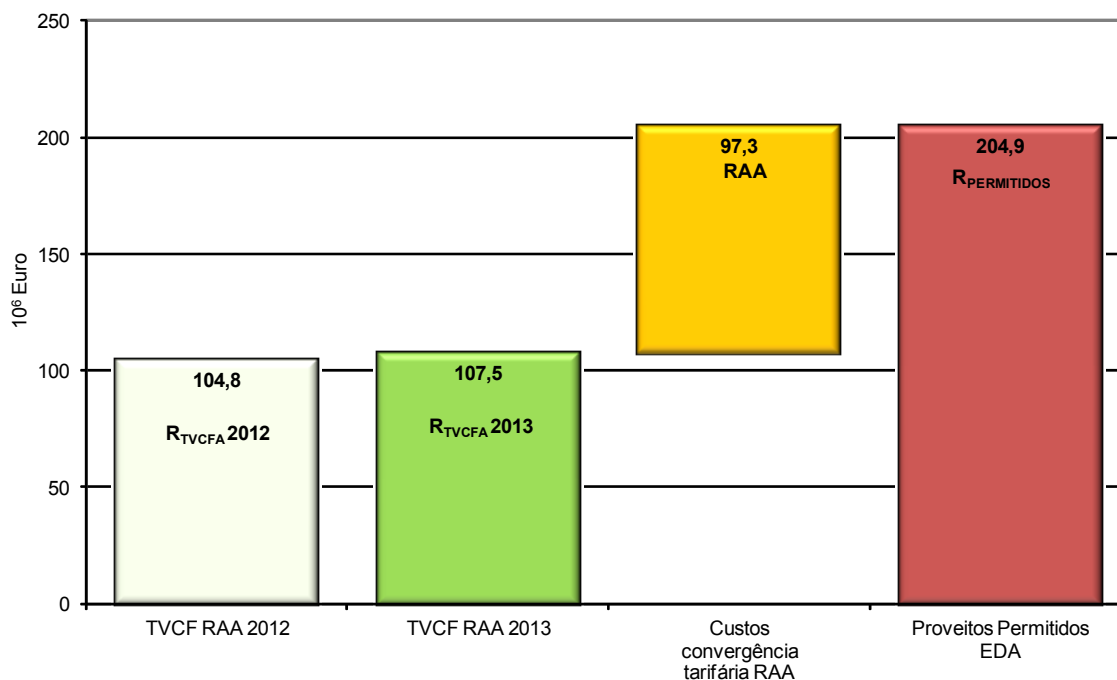
4.8 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

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 2013 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2013”.

Na Figura 4-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2013 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 2013 da RAA

R_{TVCFA 2012} - Proveitos obtidos mediante a aplicação das TVCF da RAA em 2012
R_{TVCFA 2013} - 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 2013

A aplicação em 2013 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2012 proporcionaria 104,8 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 107,5 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 tarifas aditivas do Continente às quantidades da RAA.

4.8.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA A VIGORAREM EM 2013

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2013, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-31 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2013

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		34,42	1,1315
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	8,815	0,2898
	Contratada	1,202	0,0395
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1173	
	Horas cheias	0,0961	
	Horas de vazio normal	0,0619	
	Horas de super vazio	0,0566	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1186	
	Horas cheias	0,0975	
	Horas de vazio normal	0,0643	
	Horas de super vazio	0,0598	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0221	
	Capacitiva	0,0164	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		14,24	0,4682
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	19,702	0,6477
	Contratada	1,227	0,0403
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1322	
	Horas cheias	0,1087	
	Horas de vazio normal	0,0697	
	Horas de super vazio	0,0650	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0264	
	Capacitiva	0,0198	

* RRC art. 220.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	41,74	1,3723
	34,5	52,06	1,7117
	41,4	62,39	2,0511
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2832	
	Horas cheias	0,1427	
	Horas de vazio	0,0789	

* RRC art. 220.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	5,75	0,1891
	4,6	7,58	0,2491
	5,75	9,05	0,2976
	6,9	10,77	0,3541
	10,35	15,70	0,5161
	13,8	20,61	0,6776
	17,25	25,29	0,8314
Tarifa bi-horária e tri-horária	20,7	31,16	1,0245
	3,45	6,22	0,2046
	4,6	8,23	0,2707
	5,75	9,43	0,3100
	6,9	11,28	0,3707
	10,35	16,33	0,5369
	13,8	21,39	0,7031
17,25	26,44	0,8693	
20,7	31,16	1,0245	
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1426	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1640	
	Horas de vazio	0,0870	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1877	
	Horas cheias	0,1430	
	Horas de vazio	0,0870	

* RRC art. 220.º, n.º 3

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	0,0759
	2,3	4,34	0,1428
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1312	

* RRC art. 220.º, n.º 3

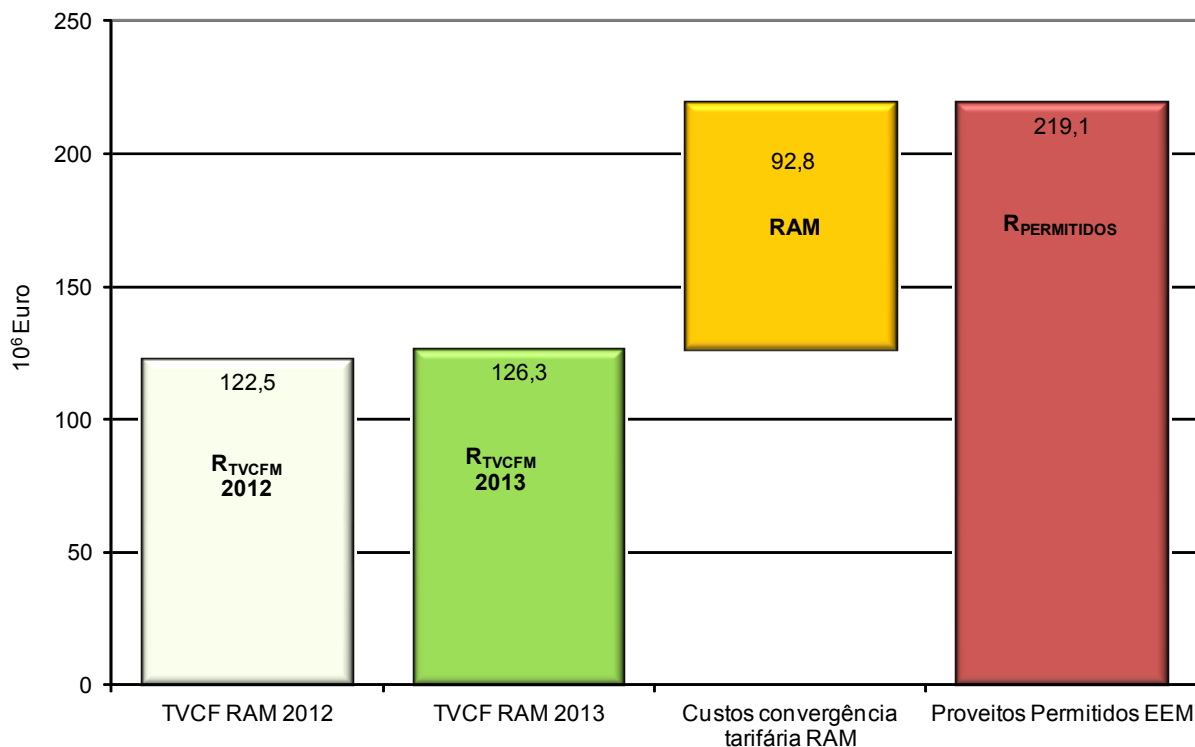
4.9 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

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 2013 encontra-se descrito em anexo no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2013”.

Na Figura 4-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2013 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 2013 da RAM

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

R_{TVCFM} 2013 - 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

$R_{permitted}$ - Proveitos Permitidos à EEM em 2013

A aplicação em 2013 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2012 proporcionaria 122,5 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporciona 126,3 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 tarifas aditivas do Continente às quantidades da RAM.

4.9.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM A VIGORAREM EM 2013

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2013, resultantes do mecanismo de convergência para tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-32 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2013

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		33,40	1,0979
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	8,867	0,2915
	Contratada	1,269	0,0417
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1180	
	Horas cheias	0,0964	
	Horas vazio normal	0,0627	
	Horas super vazio	0,0569	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1191	
	Horas cheias	0,0978	
	Horas vazio normal	0,0651	
	Horas super vazio	0,0606	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0225	
	Capacitiva	0,0168	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		17,46	0,5741
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	19,788	0,6506
	Contratada	1,145	0,0376
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,1361	
	Horas cheias	0,1095	
	Horas vazio normal	0,0698	
	Horas super vazio	0,0651	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0262	
	Capacitiva	0,0199	

* RRC art. 220.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	28,96	0,9523
	34,5	35,39	1,1635
	41,4	41,82	1,3748
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Horas de ponta	0,2964	
	Horas cheias	0,1418	
	Horas de vazio	0,0658	

* RRC art. 220.º, n.º 3

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	5,74	0,1887
	4,6	7,55	0,2483
	5,75	9,05	0,2976
	6,9	10,77	0,3541
	10,35	15,93	0,5238
	13,8	20,89	0,6869
	17,25	25,86	0,8500
Tarifa bi-horária e tri-horária	20,7	30,82	1,0131
	3,45	5,94	0,1954
	4,6	7,85	0,2581
	5,75	9,10	0,2992
	6,9	10,88	0,3576
	10,35	16,01	0,5263
	13,8	21,09	0,6935
Energia ativa		(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1422
	Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1629
		Horas de vazio	0,0870
Tarifa tri-horária		Horas ponta	0,1851
		Horas cheia	0,1483
		Horas vazio	0,0870

* RRC art. 220.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	2,29	0,0754
	2,3	4,29	0,1409
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1295

* RRC art. 220.º, n.º 3

4.10 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 o Decreto-Lei 138-A/2010, de 26 de dezembro, 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.

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.

A ERSE prevê que o número de beneficiários das prestações sociais anteriormente indicadas seja para 2013 de trezentos mil consumidores.

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, devendo os comercializadores explicitar este desconto nas faturas dos seus clientes vulneráveis.

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 relativo à tarifa social, de setembro de 2012, o limite máximo da variação da tarifa social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso de 2012 para 2013, para efeitos de aplicação nas tarifas de eletricidade de 2013, é de 1,3%.

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 2013, definido pelo Ministro responsável pela área da energia, de 1,3%, 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 0,31 €/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, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor.

4.10.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES A VIGORAR EM 2013

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 2013.

Quadro 4-33 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem em 2013

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	4,09	0,1346
	4,6	5,46	0,1794
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0654	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,0908	
	Horas de vazio	0,0252	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1864	
	Hora cheia	0,0588	
	Hora vazio	0,0252	

* RRC art. 220.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	1,36	0,0449
	2,3	2,73	0,0897
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0659	

* RRC art. 220.º, n.º 3

4.10.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO A VIGORAREM EM 2013

A tarifa social de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso a vigorar em 2013 apresenta-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-34 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2013 em Portugal continental

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SOCIAL (<=4,6 kVA e >2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	4,54	0,1492
	4,6	5,89	0,1937
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1405	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1641	
	Horas de vazio	0,0870	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1865	
	Horas de cheias	0,1483	
	Horas de vazio	0,0870	

* RRC art. 220.º, n.º 3

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SOCIAL (<=2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência	(kVA)	(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	1,15	2,00	0,0658
	2,3	3,43	0,1127
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1210	

* RRC art. 220.º, n.º 3

Quadro 4-35 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2013 na Região Autónoma dos Açores

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN SOCIAL (<=4,6 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45		4,68	0,1539
	4,6		6,15	0,2022
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45		5,15	0,1694
	4,6		6,81	0,2237
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1426	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,1640	
	Horas de vazio		0,0870	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1877	
	Horas cheias		0,1430	
	Horas de vazio		0,0870	

* RRC art. 220.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		1,95	0,0641
	2,3		3,63	0,1193
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1312	

* RRC art. 220.º, n.º 3

Quadro 4-36 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso a vigorarem em 2013 na Região Autónoma da Madeira

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN SOCIAL (<=4,6 kVA e >2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples	3,45		4,67	0,1534
	4,6		6,12	0,2013
Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45		4,87	0,1602
	4,6		6,42	0,2111
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1422	
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio		0,1629	
	Horas de vazio		0,0870	
Tarifa tri-horária	Horas ponta		0,1851	
	Horas cheia		0,1483	
	Horas vazio		0,0870	

* RRC art. 220.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		1,94	0,0636
	2,3		3,57	0,1174
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1295	

* RRC art. 220.º, n.º 3

5 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

5.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2013

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVVE,t}$	9,5%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, fixada para 2013, em percentagem	Art.º 73.º
δ_{t-2}	2,0	<i>Spread</i> de 2011, em pontos percentuais a aplicar às atividades reguladas do Continente	-
δ_{t-2}	2,5	<i>Spread</i> de 2011, em pontos percentuais a aplicar às atividades reguladas das Regiões Autónomas	-
δ_{t-1}	1,50	<i>Spread</i> de 2012, em pontos percentuais	-
$r_{GS,t}$	9,00%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Gestão Global do Sistema, fixada para 2013, em percentagem	Art.º 74.º
$CIS_{URT,2}$	5 244	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite para 2013 (em €/painel de subestação)	Art.º 79.º
$CIr_{URT,2}$	412	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para 2013 (em €/km)	Art.º 79.º
$X_{I,URT,2}$	3,5%	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 2013, 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 2013, em percentagem	Art.º 79.º
α_2	50%	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, em 2013	Art.º 79.º
$r_{Ime,URT,2}$	10,5%	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração, em 2013, em percentagem	Art.º 79.º
-	4%	Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2011	Art.º 83.º
-	4%	Taxa média de financiamento, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade para 2012	Art.º 83.º
$FCE_{URD,AT/MT,2}$	40 317	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 85.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{FCE,AT/MT,2}$	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
$VCE_{URD,AT/MT,2}$	0,001364	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
$X_{VCE,AT/MT,2}$	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
$VCE_{URD,AT/MT,2}$	0,000511	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
$X_{VCE,AT/MT,2}$	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
$VCE_{URD,AT/MT,2}$	2 034	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
$X_{VCE,AT/MT,2}$	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
$FCE_{URD,BT,2}$	72 763	Componente fixa dos proveitos do Uso da Rede de Distribuição, em BT, em milhares de euros	Art.º 85.º
$X_{FCE,BT,2}$	3,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em percentagem	Art.º 85.º
$VCE_{URD,BT,2}$	0,003887	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
$X_{VCE,BT,2}$	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
$VCE_{URD,BT,2}$	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
$X_{VCE,BT,2}$	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
$VCE_{URD,BT,2}$	11,87	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

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2013

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{VCE,BT,2}$	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
$r_{URD,RC,2}$	9,5%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, calculados no âmbito da rede convencional, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, fixada para 2013, em percentagem	Art.º 85.º
$r_{URD,RI,2}$	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
$r_{CVPRE,2}^{CR}$	9,5%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, fixada para 2013, em percentagem	Art.º 87.º
$r_{CVEE,2}^{CR}$	9,5%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, fixada para 2013, em percentagem	Art.º 88.º
$F_{C,NT,2}$	96	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 90.º
$X_{C,F,NT,2}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 90.º
$V_{C,NT,2}$	11,066	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
$X_{C,v,NT,2}$	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
$V_{C,NT,2}$	3,592	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
$X_{C,v,NT,2}$	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
$F_{C,BTE,2}$	108	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTE, em milhares de euros	Art.º 90.º
$X_{C,F,BTE,2}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 90.º
$V_{C,BTE,2}$	6,370	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
$X_{C,v,BTE,2}$	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

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$V_{C,BTE,2}$	3,592	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
$X_{C,v,BTE,2}$	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
$F_{C,BT,2}$	35 099	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em milhares de euros	Art.º 90.
$X_{C,F,BT,2}$	3,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BT, em percentagem	Art.º 90.
$V_{C,BT,2}$	3,586	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BT, em Euros por consumidor	Art.º 90.
$X_{C,v,BT,2}$	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.
$V_{C,BT,2}$	3,592	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.
$X_{C,v,BT,2}$	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-2}	2,5	<i>Spread</i> de 2011, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
δ_{t-1}	1,5	<i>Spread</i> de 2012, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
r_2^{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_2^{AGS}	15 201	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

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
r_2^{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
$FC_{AT/MT,2}^{AD}$	2 602	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 95.º
$FC_{BT,2}^{AD}$	5 204	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 95.º
$VC_{ef,AT/MT,2}^{AD}$	0,0044	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
$VC_{ef,BT,2}^{AD}$	0,0052	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em BT, em euros por KWh	Art.º 95.º
$VC_{nc,AT/MT,2}^{AD}$	1,8947	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
$VC_{nc,BT,2}^{AD}$	0,0213	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_2^{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
$C_{NADMT,2}^{AC}$	346	Custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, em MT, em milhares de euros	Art.º 96.º
$C_{NADBT,2}^{AC}$	5 616	Custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, em BT, em milhares de euros	Art.º 96.º
r_2^{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_2^{MAGS}	13 470	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 2013

Parâmetros para a definição das tarifas

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
X_{FC}^{MAGS}	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_2^{MD}	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
$FC_{AT/MT,2}^{MD}$	2 351	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 102.º
$FC_{BT,2}^{MD}$	6 776	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 102.º
$VC_{EFAT/MT,2}^{MD}$	0,00651	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
$VC_{EFBT,2}^{MD}$	0,00503	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
$VC_{NCAT/MT,2}^{MD}$	4,71213	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
$VC_{NCBT,2}^{MD}$	0,02462	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
$X_{FC, AT/MT e BT}^{MD}$	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
$X_{VC_{EF e NC, AT/MT e BT}}^{MD}$	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_2^{MC}	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
$C_{NADMT,2}^{MC}$	457	Custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, em MT, em milhares de euros	Art.º 103.º
$C_{NADBT,2}^{MC}$	3 786	Custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, em BT, em milhares de euros	Art.º 103.º
$X_{NADMT e BT}^{MC}$	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

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 2013		
	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	183 474	183 474	366 947	336 910	336 910	673 820	520 383	520 383	1 040 767
Fevereiro	183 474	183 474	366 947	336 910	336 910	673 820	520 383	520 383	1 040 767
Março	183 474	183 474	366 947	336 910	336 910	673 820	520 383	520 383	1 040 767
Abril	183 474	183 474	366 947	336 910	336 910	673 820	520 383	520 383	1 040 767
Maió	183 474	183 474	366 947	336 910	336 910	673 820	520 383	520 383	1 040 767
Junho	183 474	183 474	366 947	336 910	336 910	673 820	520 383	520 383	1 040 767
Julho	183 474	183 474	366 947	336 910	336 910	673 820	520 383	520 383	1 040 767
Agosto	183 474	183 474	366 947	336 910	336 910	673 820	520 383	520 383	1 040 767
Setembro	183 474	183 474	366 947	336 910	336 910	673 820	520 383	520 383	1 040 767
Outubro	183 474	183 474	366 947	336 910	336 910	673 820	520 383	520 383	1 040 767
Novembro	183 474	183 474	366 947	336 910	336 910	673 820	520 383	520 383	1 040 767
Dezembro	183 474	183 474	366 947	336 910	336 910	673 820	520 383	520 383	1 040 767
Total	2 201 683	2 201 683	4 403 366	4 042 918	4 042 918	8 085 835	6 244 601	6 244 601	12 489 202

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores em 2013 totalizam € 97 340 275²⁰.

²⁰ 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 2013
Janeiro	8 111 690
Fevereiro	8 111 690
Março	8 111 690
Abril	8 111 690
Mai	8 111 690
Junho	8 111 690
Julho	8 111 690
Agosto	8 111 690
Setembro	8 111 690
Outubro	8 111 690
Novembro	8 111 690
Dezembro	8 111 690
Total	97 340 275

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.

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 2013		
	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	67 076	67 076	134 152	222 872	222 872	445 743	289 948	289 948	579 895
Fevereiro	67 076	67 076	134 152	222 872	222 872	445 743	289 948	289 948	579 895
Março	67 076	67 076	134 152	222 872	222 872	445 743	289 948	289 948	579 895
Abril	67 076	67 076	134 152	222 872	222 872	445 743	289 948	289 948	579 895
Maio	67 076	67 076	134 152	222 872	222 872	445 743	289 948	289 948	579 895
Junho	67 076	67 076	134 152	222 872	222 872	445 743	289 948	289 948	579 895
Julho	67 076	67 076	134 152	222 872	222 872	445 743	289 948	289 948	579 895
Agosto	67 076	67 076	134 152	222 872	222 872	445 743	289 948	289 948	579 895
Setembro	67 076	67 076	134 152	222 872	222 872	445 743	289 948	289 948	579 895
Outubro	67 076	67 076	134 152	222 872	222 872	445 743	289 948	289 948	579 895
Novembro	67 076	67 076	134 152	222 872	222 872	445 743	289 948	289 948	579 895
Dezembro	67 076	67 076	134 152	222 872	222 872	445 743	289 948	289 948	579 895
Total	804 911	804 911	1 609 822	2 674 459	2 674 459	5 348 918	3 479 370	3 479 370	6 958 740

Os custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira em 2013 totalizam € 92 848 783²¹.

Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária de 2013
Janeiro	7 737 399
Fevereiro	7 737 399
Março	7 737 399
Abril	7 737 399
Maio	7 737 399
Junho	7 737 399
Julho	7 737 399
Agosto	7 737 399
Setembro	7 737 399
Outubro	7 737 399
Novembro	7 737 399
Dezembro	7 737 399
Total	92 848 783

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

5.2.3 TRANSFERÊNCIAS ENTRE A REN OS CENTROS ELECTROPRODUTORES

De seguida apresentam-se os valores previstos transferir pelo operador de rede de transporte no âmbito da garantia de potência e da tarifa social. Os valores negativos correspondem ao ajustamento do valor da tarifa social de 2011 acrescidos ao valor da tarifa social de 2013. O ajustamento de 2011 corresponde à diferença entre o montante real verificado nesse ano e os valores pagos pelos produtores em 2011.

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

Unidade: EUR

Garantia de Potência ^[1]		Tarifa Social (valores líquidos a transferir em 2013)					
Centrais com incentivo ao investimento		Restantes centrais		Centrais com CMEC/CAE			
EDP Produção	2 640 000	EDP Produção	-8 325	EDP Produção ^[2]	-153 772	Turbogás	-34 342
Janeiro	220 000	Janeiro	-694	Janeiro	-12 814	Janeiro	-2 862
Fevereiro	220 000	Fevereiro	-694	Fevereiro	-12 814	Fevereiro	-2 862
Março	220 000	Março	-694	Março	-12 814	Março	-2 862
Abril	220 000	Abril	-694	Abril	-12 814	Abril	-2 862
Maio	220 000	Maio	-694	Maio	-12 814	Maio	-2 862
Junho	220 000	Junho	-694	Junho	-12 814	Junho	-2 862
Julho	220 000	Julho	-694	Julho	-12 814	Julho	-2 862
Agosto	220 000	Agosto	-694	Agosto	-12 814	Agosto	-2 862
Setembro	220 000	Setembro	-694	Setembro	-12 814	Setembro	-2 862
Outubro	220 000	Outubro	-694	Outubro	-12 814	Outubro	-2 862
Novembro	220 000	Novembro	-694	Novembro	-12 814	Novembro	-2 862
Dezembro	220 000	Dezembro	-694	Dezembro	-12 814	Dezembro	-2 862
		Endesa	-37 686	EDP Produção (Iberdrola)	-12 488	Tejo Energia	-20 258
Janeiro		Janeiro	-3 141	Janeiro	-1 041	Janeiro	-1 688
Fevereiro		Fevereiro	-3 141	Fevereiro	-1 041	Fevereiro	-1 688
Março		Março	-3 141	Março	-1 041	Março	-1 688
Abril		Abril	-3 141	Abril	-1 041	Abril	-1 688
Maio		Maio	-3 141	Maio	-1 041	Maio	-1 688
Junho		Junho	-3 141	Junho	-1 041	Junho	-1 688
Julho		Julho	-3 141	Julho	-1 041	Julho	-1 688
Agosto		Agosto	-3 141	Agosto	-1 041	Agosto	-1 688
Setembro		Setembro	-3 141	Setembro	-1 041	Setembro	-1 688
Outubro		Outubro	-3 141	Outubro	-1 041	Outubro	-1 688
Novembro		Novembro	-3 141	Novembro	-1 041	Novembro	-1 688
Dezembro		Dezembro	-3 141	Dezembro	-1 041	Dezembro	-1 688
		Total Tarifa Social		-266 871			

Notas:

[1] Os valores efetivos da garantia de potência a transferir para cada centro electroprodutor deve estar de acordo com os ofícios da DGEG.

[2] Exclui as centrais do Barreiro e do Carregado descomissionadas em 2009 e 2010, respetivamente. No caso das centrais com CMEC as transferências são da responsabilidade da entidade titular e não da entidade gestora.

5.3 VALORES MENSIS 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	Sobreprovento	Total	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
	Sobrecustos de 2013	Acerto taxa juros reclassificação da coogeração FER						
Janeiro	20 639 921	25 816	1 108 107	-5 244 548	-882 518	15 646 779	-52 597	15 594 182
Fevereiro	20 639 921	25 816	1 108 107	-5 244 548	-882 518	15 646 779	-52 597	15 594 182
Março	20 639 921	25 816	1 108 107	-5 244 548	-882 518	15 646 779	-52 597	15 594 182
Abril	20 639 921	25 816	1 108 107	-5 244 548	-882 518	15 646 779	-52 597	15 594 182
Mai	20 639 921	25 816	1 108 107	-5 244 548	-882 518	15 646 779	-52 597	15 594 182
Junho	20 639 921	25 816	1 108 107	-5 244 548	-882 518	15 646 779	-52 597	15 594 182
Julho	20 639 921	25 816	1 108 107	-5 244 548	-882 518	15 646 779	-52 597	15 594 182
Agosto	20 639 921	25 816	1 108 107	-5 244 548	-882 518	15 646 779	-52 597	15 594 182
Setembro	20 639 921	25 816	1 108 107	-5 244 548	-882 518	15 646 779	-52 597	15 594 182
Outubro	20 639 921	25 816	1 108 107	-5 244 548	-882 518	15 646 779	-52 597	15 594 182
Novembro	20 639 921	25 816	1 108 107	-5 244 548	-882 518	15 646 779	-52 597	15 594 182
Dezembro	20 639 921	25 816	1 108 107	-5 244 548	-882 518	15 646 779	-52 597	15 594 182
Total	247 679 057	309 797	13 297 285	-62 934 576	-10 590 216	187 761 347	-631 164	187 130 183

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

- a) 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.
- b) Ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de aquisição de energia elétrica relativos aos anos de 2007 e 2008.
- c) 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.

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 2013	
	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português	Total	Caixa Geral de Depósitos	Banco Comercial Português
Janeiro	597 306	597 306	1 194 611	226 704	226 704	453 408	824 010	824 010
Fevereiro	597 306	597 306	1 194 611	226 704	226 704	453 408	824 010	824 010
Março	597 306	597 306	1 194 611	226 704	226 704	453 408	824 010	824 010
Abril	597 306	597 306	1 194 611	226 704	226 704	453 408	824 010	824 010
Maio	597 306	597 306	1 194 611	226 704	226 704	453 408	824 010	824 010
Junho	597 306	597 306	1 194 611	226 704	226 704	453 408	824 010	824 010
Julho	597 306	597 306	1 194 611	226 704	226 704	453 408	824 010	824 010
Agosto	597 306	597 306	1 194 611	226 704	226 704	453 408	824 010	824 010
Setembro	597 306	597 306	1 194 611	226 704	226 704	453 408	824 010	824 010
Outubro	597 306	597 306	1 194 611	226 704	226 704	453 408	824 010	824 010
Novembro	597 306	597 306	1 194 611	226 704	226 704	453 408	824 010	824 010
Dezembro	597 306	597 306	1 194 611	226 704	226 704	453 408	824 010	824 010
Total	7 167 668	7 167 668	14 335 337	2 720 449	2 720 449	5 440 898	9 888 118	9 888 118

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	8 704 720
Fevereiro	8 704 720
Março	8 704 720
Abril	8 704 720
Maio	8 704 720
Junho	8 704 720
Julho	8 704 720
Agosto	8 704 720
Setembro	8 704 720
Outubro	8 704 720
Novembro	8 704 720
Dezembro	8 704 720
Total	104 456 637

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	3 053 341
Fevereiro	3 053 341
Março	3 053 341
Abril	3 053 341
Maiο	3 053 341
Junho	3 053 341
Julho	3 053 341
Agosto	3 053 341
Setembro	3 053 341
Outubro	3 053 341
Novembro	3 053 341
Dezembro	3 053 341
Total	36 640 093

Quadro 5-10 - Transferências para o Banco Comercial Português do valor do ajustamento anual do montante da compensação referente a 2010, devido pela cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia

Unidade: EUR

	Renda anual	Juros	Total
Janeiro	11 790 008	472 521	12 262 529
Fevereiro	11 790 008	472 521	12 262 529
Março	11 790 008	472 521	12 262 529
Abril	11 790 008	472 521	12 262 529
Maiο	11 790 008	472 521	12 262 529
Junho	11 790 008	472 521	12 262 529
Julho	11 790 008	472 521	12 262 529
Agosto	11 790 008	472 521	12 262 529
Setembro	11 790 008	472 521	12 262 529
Outubro	11 790 008	472 521	12 262 529
Novembro	11 790 008	472 521	12 262 529
Dezembro	11 790 008	472 521	12 262 529
Total	141 480 094	5 670 252	147 150 347

Quadro 5-11 - 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	
2013	
Janeiro	9 447 354
Fevereiro	9 447 354
Março	9 447 354
Abril	9 447 354
Maio	9 447 354
Junho	9 447 354
Julho	9 447 354
Agosto	9 447 354
Setembro	9 447 354
Outubro	9 447 354
Novembro	9 447 354
Dezembro	9 447 354
Total	113 368 245

Os montantes acima referidos são recuperados pela EDP Distribuição através da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição e transferidos para a EDP SU em duodécimos.

Quadro 5-12 - Transferências da EDP Distribuição para a REN referente ao diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC de 2011

Unidade: EUR

Diferimento CMEC	
2013	
Janeiro	49 941 579
Fevereiro	49 941 579
Março	49 941 579
Total	149 824 737

Nota: As transferências para os centros electroprodutores devem realizar-se em três mensalidades iguais, de acordo com a tabela supra, e nos prazos definidos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

Quadro 5-13 - Transferências da EDP Distribuição para a REN referente à tarifa social

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	-22 239
Fevereiro	-22 239
Março	-22 239
Abril	-22 239
Maiο	-22 239
Junho	-22 239
Julho	-22 239
Agosto	-22 239
Setembro	-22 239
Outubro	-22 239
Novembro	-22 239
Dezembro	-22 239
Total	-266 871

Os montantes acima referidos referem-se ao mencionado no ponto 5.2.3 e resultam do ajustamento do valor da tarifa social de 2011 acrescidos ao valor da tarifa social de 2013.

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 2013.

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 5-14 - Amortização e juros da dívida tarifária ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2012	Juros 2013	Amortização 2013	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2013	Saldo em dívida em 2013
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
EDA (BCP e CGD)	60 343	696	11 793	12 489	48 549
Convergência tarifária de 2006	21 275	245	4 158	4 403	17 117
Convergência tarifária de 2007	39 068	450	7 635	8 086	31 432
EEM (BCP e CGD)	33 622	388	6 571	6 959	27 051
Convergência tarifária de 2006	7 778	90	1 520	1 610	6 258
Convergência tarifária de 2007	25 844	298	5 051	5 349	20 793
EDP Serviço Universal	1 533 903	37 911	122 331	160 242	1 411 572
BCP e CGD	95 551	1 102	18 675	19 776	76 876
Défice de BT de 2006	69 263	799	13 537	14 335	55 726
Continente	66 561	767	13 009	13 776	53 552
Regiões Autónomas	2 701	31	528	559	2 173
Défice de BTn de 2007	26 288	303	5 138	5 441	21 150
Continente	25 262	291	4 937	5 228	20 325
Regiões Autónomas	1 027	12	201	212	826
Tagus, SA	1 438 352	37 440	103 656	141 097	1 334 696
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	1 064 840	27 718	76 739	104 457	988 101
Sobrecusto da PRE 2009	373 512	9 723	26 918	36 640	346 595
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-631	0	-631	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-631	0	-631	0
Total	1 627 867	38 994	140 695	179 690	1 487 172

O quadro seguinte apresenta o conjunto do saldo da dívida em 2013 titularizada e não titularizada.

Quadro 5-15 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2012	Juros 2013	Amortização 2013	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2013	Saldo em dívida em 2013
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5)
EDA (BCP e CGD)	60 343	696	11 793	12 489	48 549
Convergência tarifária de 2006	21 275	245	4 158	4 403	17 117
Convergência tarifária de 2007	39 068	450	7 635	8 086	31 432
EEM (BCP e CGD)	33 622	388	6 571	6 959	27 051
Convergência tarifária de 2006	7 778	90	1 520	1 610	6 258
Convergência tarifária de 2007	25 844	298	5 051	5 349	20 793
EDP Serviço Universal	2 618 155	102 177	454 697	556 875	3 438 277
BCP e CGD	95 551	1 102	18 675	19 776	76 876
Défice de BT de 2006	69 263	799	13 537	14 335	55 726
Continente	66 561	767	13 009	13 776	53 552
Regiões Autónomas	2 701	31	528	559	2 173
Défice de BTn de 2007	26 288	303	5 138	5 441	21 150
Continente	25 262	291	4 937	5 228	20 325
Regiões Autónomas	1 027	12	201	212	826
BCP	110 926	2 752	110 926	113 678	0
Reposição gradual de efeito da reclassificação da Cogeração FER	110 926	2 752	110 926	113 678	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	973 326	61 514	221 441	282 955	751 886
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013⁽¹⁾	0	0	0	0	1 274 819
Tagus, SA	1 438 352	37 440	103 656	141 097	1 334 696
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	1 064 840	27 718	76 739	104 457	988 101
Sobrecusto da PRE 2009	373 512	9 723	26 918	36 640	346 595
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-631	0	-631	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-631	0	-631	0
EDP Distribuição	141 480	5 670	141 480	147 150	149 825
Parcela de acerto de 2010 (BCP)	141 480	5 670	141 480	147 150	0
Parcela de acerto de 2011	0	0	0	0	149 825
REN Trading	0	0	0	0	13 317
Diferimento do ajustamento provisório de 2012 do sobrecusto CAE	0	0	0	0	13 317
Total	2 853 599	108 931	614 542	723 473	3 677 019

(1) O valor total do SPRE previsto para 2013 é 1571,4 milhões de euros. Em 2013 serão amortizados 296,6 milhões relativos a este montante.

5.5 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2011 E 2012

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 2011 e 2012 e respetivos juros.

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2013

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-16 - Valor dos ajustamentos de 2011 e 2012 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2013	Ajustamento dos proveitos relativos a 2011	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2011	Ajustamento provisório calculado em 2011 e incluído nas tarifas de 2012	Juros do ajustamento provisório calculado em 2011 e incluído nas tarifas de 2012	Ajustamento do ano de 2011 a recuperar(-) a devolver(+) em 2013	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2012	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2012	Ajustamento provisório do ano de 2012 a recuperar(-) a devolver(+) em 2013	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver(+) em 2013
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₁) x (1+i ₂₀₁₂)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₂)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+i ₂₀₁₂)-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	581	39	14 214	382	-13 975	0	0	0	-13 975
Proveitos permitidos à REN Trading	581	39	14 214	382	-13 975	0	0	0	-13 975

Quadro 5-17 - Valor dos ajustamentos de 2011 incluídos nos proveitos permitidos da REN

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2013	Ajustamento dos proveitos relativos a 2011	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2011	Ajustamento provisório calculado em 2011 e incluído nas tarifas de 2012	Juros do ajustamento provisório calculado em 2011 e incluído nas tarifas de 2012	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver(+) em 2013
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₁) x (1+i ₂₀₁₂)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₂)-1]	(5)	(6) = (1)+(2)-(3)-(4)-(5)
Gestão Global do Sistema (GGS)	-27 946	-1 900	-3 129	-84		-26 633
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	-12 988	-883			564	-14 435
Proveitos permitidos à REN	-40 933	-2 784	-3 129	-84	564	-41 068

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2013

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-18 - Valor dos ajustamentos de 2011 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Distribuição

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2013	Ajustamento dos proveitos relativos a 2011	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2011	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2013
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₁)x (1+i ₂₀₁₂)-1]	(3)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-25 903	-1 762	-27 665
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	-4 633	-315	-4 948
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	-30 536	-2 077	-32 613

Quadro 5-19 - Valor dos ajustamentos de 2011 e 2012 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2013	Ajustamento dos proveitos relativos a 2011	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2011	Ajustamento provisório calculado em 2011 e incluído nas tarifas de 2012	Juros do ajustamento provisório calculado em 2011 e incluído nas tarifas de 2012	Ajustamento do ano de 2011 a recuperar(-) a devolver (+) em 2013	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2012	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2012	Ajustamento provisório do ano de 2012 a recuperar(-) a devolver (+) em 2013	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2013
	(1)	(2) = [(1) x (1+i ₂₀₁₁)x (1+i ₂₀₁₂)-1]	(3)	(4) = [(3) x (1+i ₂₀₁₂)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(5)+(6) x (1+i ₂₀₁₂)-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica	-392 431	-26 688	-266 613	-7 159	-145 347	-116 683	-3 133	-119 816	-265 163
Sobrecusto da PRE	-163 129	-11 094	-108 034	-2 901	-63 288	-257 884	-6 925	-264 809	-328 097
CVEE	-228 578	-15 545	-158 579	-4 258	-81 286	141 202	3 792	144 993	63 708
Ajustamento da aditividade tarifária	-724	-49			-773				-773
Compra e venda do acesso a rede de transporte e distribuição (CVATD)									
Comercialização (C)	-3 901	-265			-4 166				-4 166
Proveitos permitidos à EDP SU	-396 332	-26 953	-266 613	-7 159	-149 513	-116 683	-3 133	-119 816	-269 329

TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2013

Parâmetros para a definição das tarifas

Quadro 5-20 - Valor dos ajustamentos de 2011 incluídos nos proveitos permitidos de 2013 da EDA

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2011	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2011	Reposição do desvio de quantidades	Juros da reposição do desvio de quantidades	Total dos ajustamentos a recuperar (-) a devolver (+) em 2013
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(1)+(2)-(3)-(4)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-6 447	-472	0	0	-6 919
Distribuição de Energia Elétrica	529	39	1 971	144	-1 547
Comercialização de Energia Elétrica	-244	-18	0	0	-262
EDA	-6 162	-451	1 971	144	-8 727

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas.

Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2011 incluídos nos proveitos permitidos de 2013 da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2011	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2011	Reposição do desvio de quantidades	Juros da reposição do desvio de quantidades	Total dos ajustamentos a recuperar (-) a devolver (+) em 2013
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(1)+(2)-(3)-(4)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-5 140	-376	0	0	-5 516
Distribuição de Energia Elétrica	266	19	3 671	269	-3 654
Comercialização de Energia Elétrica	-340	-25	0	0	-365
EEM	-5 214	-381	3 671	269	-9 535

Nota: Ajustamentos com sinal (+) significa valor a devolver aos clientes e sinal (-) valor a recuperar pelas empresas.

6 PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

6.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

6.1.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 186.º, 237.º, 125.º e 68.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

A EDP Distribuição apresentou à ERSE proposta para os preços de leitura extraordinária aplicáveis a clientes em BTN e BTE. A utilização generalizada da telecontagem na MT permite que, pela primeira vez, se possa prescindir da aprovação do preço deste serviço para este nível de tensão.

Os preços propostos pela EDP Distribuição para a leitura extraordinária para 2013 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 2012	Preços propostos pela EDP D para 2013	Variação (%)
BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	21,67	22,05	1,8
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	29,48	30,00	1,8
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,48	30,00	1,8
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,24	5,50	5,0
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	23,50	24,68	5,0
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	29,48	30,00	1,8

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 23 096 leituras extraordinárias a clientes em BTN durante o ano de 2011 e 16 307 durante o 1.º semestre de 2012, das quais foram faturadas aos clientes respetivamente 263 e 258. O valor global faturado em 2011 a clientes em BTN ascendeu a 1 453,49 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 BTE e BTN são, em regra, efetuadas por empreiteiros contratados. Os valores negociados para vigorarem no ano de 2013, a que acrescem 20% relativos aos custos administrativos e de estrutura, são os indicados no Quadro 6-2.

Quadro 6-2 - Valores das tarefas a realizar por empreiteiros da EDP Distribuição em 2013

Unidade: EUR

Cliente	Leitura Extraordinária	Tarefa (Prestadores de serviços)	Custos Administrativos	Custo Total
BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	36,75	7,35	44,10
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	50,00	10,00	60,00
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	50,00	10,00	60,00
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	12,97	2,59	15,57
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	50,00	10,00	60,00
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	50,00	10,00	60,00

EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

A EDA propõe para 2013 a manutenção dos preços em vigor em 2012. Os preços propostos pela EDA constam do Quadro 6-3. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EDA para 2013.

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

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2012	Preços propostos pela EDA para 2013	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,00	10,00	0,0
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,00	20,00	0,0
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,00	25,00	0,0
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,13	5,13	0,0
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,00	20,00	0,0
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,00	25,00	0,0

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

EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe para 2013 a manutenção dos preços em vigor em 2012. Os preços propostos pela EEM constam do Quadro 6-4. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos para 2013.

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

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2012	Preços propostos pela EEM para 2013	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,00	10,00	0,0
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,00	20,00	0,0
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,00	25,00	0,0
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,87	6,87	0,0
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	18,97	18,97	0,0
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,00	25,00	0,0

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

A EDA, EDP Serviço Universal e EEM propuseram para 2013 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 da EDP Serviço Universal, da EDA e da EEM

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2012	Preços propostos pela EDP Serviço Universal, EDA e EEM para 2013	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

EDA E EEM

A EDA e a EEM apresentaram à ERSE uma proposta que prevê para 2013 a manutenção dos preços em vigor relativamente à 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 da EDA e da EEM

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços em vigor em 2012	Preço proposto 2013	Variação (%)
BTE	Ativação (ligação e desligação) de instalações eventuais	100,00	100,00	0,0
BTN		45,00	45,00	0,0

Os preços propostos consideram a mão-de-obra, materiais e equipamentos utilizados nas operações de ligação e desligação das instalações eventuais. Para além da ativação do fornecimento (ligação da instalação à rede), os preços incluem o levantamento dos materiais e equipamentos instalados (desligação da instalação eventual), tarefa frequentemente realizada durante o fim-de-semana.

EDP DISTRIBUIÇÃO

A EDP Distribuição apresentou à ERSE uma proposta para a prestação deste serviço referindo que foram considerados os preços do contrato de Empreitada Contínua de 2010. Conforme anteriormente referido, a prestação deste serviço implica duas deslocações à instalação, uma para ativação do fornecimento (ligação da instalação à rede) e outra para levantamento de equipamentos e materiais associados à desligação da instalação.

Os valores propostos constam do Quadro 6-7.

Quadro 6-7 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais – Proposta da EDP Distribuição

Unidade: EUR

Cliente	Descrição	Preços em vigor em 2012	Preço proposto 2013	Variação (%)
BTE	Ativação (ligação e desligação) de instalações eventuais	100,00	102,00	2,0
BTN		45,00	46,00	2,2

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

REN – REDE ELÉCTRICA NACIONAL

A entidade concessionária da RNT não apresentou qualquer proposta de alteração aos valores vigentes para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de instalações ligadas à rede de transporte.

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 2013.

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 2013 resultam aumentos de 1,8% para a quase totalidade dos serviços, com exceção do adicional para reposição urgente do fornecimento em BTN e do adicional para a operação de enfiamento/desenfiamento de derivação para os quais são propostos aumentos de 5,0%. Refira-se que este último preço é aplicado 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 os mesmos critérios formulados em anos anteriores, nomeadamente 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. Assim, os preços propostos para 2013 refletem as variações verificadas no índice de preços no consumidor e as variações nos preços dos materiais e combustíveis.

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

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2012	Preços propostos pela EDP D para 2013	Variação (%)
AT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	86,80	88,33	1,8
	Restabelecimento	86,80	88,33	1,8
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	759,83	773,19	1,8
	Restabelecimento	759,83	773,19	1,8
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	58,68	59,72	1,8
	Restabelecimento	101,82	103,62	1,8
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	240,08	244,30	1,8
	Restabelecimento	240,08	244,30	1,8
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	11,36	11,56	1,8
	Restabelecimento	11,36	11,56	1,8
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	12,68	12,90	1,8
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	32,01	32,57	1,8
	Restabelecimento	32,01	32,57	1,8
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	55,17	56,14	1,8
	Restabelecimento	55,17	56,14	1,8
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	47,61	48,45	1,8
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	11,36	11,56	1,8
	Restabelecimento	11,36	11,56	1,8
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	12,13	12,74	5,0
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas</i>			
	Interrupção	13,63	13,87	1,8
	Restabelecimento	13,63	13,87	1,8
	<i>Chegadas subterrâneas</i>			
	Interrupção	55,17	56,14	1,8
	Restabelecimento	55,17	56,14	1,8
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	20,70	21,74	5,0

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 eléctrica.

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

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2012 na RAA	Preços propostos pela EDA para 2013	Varição (%)
MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	60,00	60,00	0,0
	Restabelecimento	60,00	60,00	0,0
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	200,00	200,00	0,0
	Restabelecimento	200,00	200,00	0,0
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	Interrupção	15,00	15,00	0,0
	Restabelecimento	15,00	15,00	0,0
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>			
	Interrupção	25,00	25,00	0,0
	Restabelecimento	25,00	25,00	0,0
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>			
	Interrupção	30,00	30,00	0,0
	Restabelecimento	30,00	30,00	0,0
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>			
	Interrupção	56,07	60,00	7,0
	Restabelecimento	56,07	60,00	7,0
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>			
	Interrupção	60,00	60,00	0,0
	Restabelecimento	60,00	60,00	0,0
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica				
Clientes em BTE	22,00	22,00	0,0	
Clientes em BTN	20,74	20,74	0,0	

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. A EEM propõe a manutenção dos preços em vigor face às dificuldades da conjuntura económica e financeira que se verificam na Região Autónoma da Madeira.

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

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2012 na RAM	Preços propostos pela EEM para 2013	Variação (%)
AT e MT	Sem utilização de meios especiais:			
	Interrupção	60,00	60,00	0,0
	Restabelecimento	60,00	60,00	0,0
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):			
	Interrupção	200,00	200,00	0,0
	Restabelecimento	200,00	200,00	0,0
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:			
	<i>BTN</i>			
	Interrupção	11,12	11,12	0,0
	Restabelecimento	11,12	11,12	0,0
	<i>BTE</i>			
	Interrupção	15,00	15,00	0,0
	Restabelecimento	15,00	15,00	0,0
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:			
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>			
	Interrupção	24,97	24,97	0,0
	Restabelecimento	24,97	24,97	0,0
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>			
	Interrupção	30,00	30,00	0,0
	Restabelecimento	30,00	30,00	0,0
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>			
	Interrupção	72,22	72,22	0,0
	Restabelecimento	72,22	72,22	0,0
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>			
	Interrupção	75,00	75,00	0,0
	Restabelecimento	75,00	75,00	0,0
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica				
Clientes em BTE	22,00	22,00	0,0	
Clientes em BTN	20,70	20,70	0,0	

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

6.1.3 PREÇOS PARA VIGORAREM EM 2013

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.

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 para vigorarem em 2013 foram aprovados tendo em conta os seguintes pressupostos:

- Promover a aderência dos preços aos custos de prestação dos serviços regulados. O processo de aderência dos preços aos custos de alguns serviços prestados aos clientes em BTN tem vindo a ser efetuado de forma gradual, limitando os aumentos anuais dos preços a 5%, em linha com a metodologia seguida na aprovação dos preços para 2012.
- Aceitar as propostas de preços das empresas que sejam devidamente justificadas ou que resultem de processos de contratação concorrenciais.
- Atualizar os preços em vigor pelo deflator do PIB previsto para 2013²² (0,4%) quando as empresas não apresentam justificação para a proposta de manutenção dos preços em vigor. Deste modo pretende-se assegurar a aderência alcançada em 2012 dos preços aos custos.
- Manter a uniformização dos preços dos serviços regulados alcançada em 2012 para um número significativo de serviços.

A aplicação destes pressupostos conduz aos seguintes resultados principais para os preços dos serviços regulados aprovados para 2013:

- 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, em alguns casos, atingem os 5% em 2013, de modo a assegurar uma cada vez maior aderência dos preços aos custos de prestação destes serviços.

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

²² Valor previsto pela OCDE – “Economic Outlook”, n.º 91, junho/2012.

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).

A proposta da EDP Distribuição para os valores dos preços a vigorar em 2013 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.

A proposta da EDP Distribuição é baseada nos valores contratados com os prestadores de serviços 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, que considera um aumento de 5% dos preços de leitura extraordinária no caso dos clientes de BTN. Este aumento insere-se no processo gradual, iniciado em 2012, de fazer aderir os preços aos custos de prestação deste serviço.

Assim, os preços a cobrar em Portugal continental pela realização de leituras extraordinárias dos consumos de energia elétrica, previstos no Artigo 186.º do RRC, são os constantes do Quadro 6-11.

Quadro 6-11 - Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2013

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	22,05
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	30,00
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,00
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,50
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	24,68
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	30,00

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

Os preços propostos pela EDA para vigorarem em 2013 são iguais aos preços atualmente em vigor.

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços ao custo de prestação do serviço alcançada em 2012, os preços em vigor em 2012 foram atualizados pelo deflator do PIB previsto para 2013 (0,4%).

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAA em 2013 são os constantes do Quadro 6-12.

Quadro 6-12 - Preços de leitura extraordinária na RAA para 2013

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,04
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,08
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,10
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,15
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,08
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,10

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

Os preços propostos pela EEM para vigorarem em 2013 são iguais aos preços atualmente em vigor.

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços ao custo de prestação do serviço alcançada em 2012, os preços em vigor em 2012 foram atualizados pelo deflator do PIB previsto para 2013 (0,4%).

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na RAM em 2013 são os constantes do Quadro 6-13.

Quadro 6-13 - Preços de leitura extraordinária na RAM para 2013

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	10,04
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,08
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,10
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,90
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	19,05
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,10

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.

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 2013 em Portugal continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços (EUR)
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

Em 2011, a EDP Distribuição, a EDA e a EEM apresentaram à ERSE uma proposta conjunta para os preços dos serviços de ativação do fornecimento a instalações eventuais. Os preços propostos foram aprovados pela ERSE para vigorarem em 2012.

Para 2013, a EDA e a EEM propõem a manutenção dos preços em vigor. A EDP Distribuição propõe um aumento dos preços de aproximadamente 2%, tendo por base os preços que resultam dos concursos designados por “empreitada contínua”.

Tendo em conta o exposto, considera-se que devem ser adotados para todo o território nacional os preços propostos pela EDP Distribuição, mantendo a convergência de preços conseguida em 2012 e assegurando a aderência dos preços aos custos de prestação deste serviço regulado.

Deste modo, os preços para vigorarem em 2013 são os que constam do Quadro 6-15.

Quadro 6-15 - Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2013 em Portugal continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Cliente	Preços (EUR)
BTE	102,00
BTN	46,00

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

A entidade concessionária da RNT não apresentou qualquer proposta de alteração aos valores vigentes para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de instalações ligadas à rede de transporte.

De modo a assegurar a aderência dos preços aos custos, procedeu-se à atualização dos preços em vigor em 2012 pelo deflador do PIB previsto para 2013 (0,4%). Os preços aprovados para vigorarem em 2013 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 2013

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MAT	Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo:	
	Interrupção	265,06
	Restabelecimento	265,06
	Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação):	
Interrupção	1882,50	
Restabelecimento	1882,50	

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 consequente 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 2013 são os que constam do Quadro 6-17. Deste modo, para 2013, resultam as seguintes variações de preços relativamente a 2011:

- Em AT, MT e BTE, os preços observam aumentos de 1,8%.
- Em BTN, os preços observam aumentos de 1,8%, 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%.

Quadro 6-17 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental para 2013 (AT, MT e BT)

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	88,33
	Restabelecimento	88,33
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	773,19
	Restabelecimento	773,19
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	59,72
	Restabelecimento	103,62
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	244,30
	Restabelecimento	244,30
BTE	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	11,56
	Restabelecimento	11,56
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	12,90
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	32,57
	Restabelecimento	32,57
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	56,14
Restabelecimento	56,14	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	48,45
BTN	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	11,56
	Restabelecimento	11,56
	Adicional para operação de enfiamento/dsenfiamento de derivação	12,74
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	13,87
	Restabelecimento	13,87
	<i>Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	56,14
Restabelecimento	56,14	
	Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica nos prazos previstos no RQS	21,74

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

Para 2013, a EDA propõe a manutenção dos preços em vigor.

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços aos custos de prestação do serviço alcançada em 2012, os preços em vigor em 2012 foram atualizados pelo deflator do PIB previsto para 2013 (0,4%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem em 2013 são os que constam do Quadro 6-18.

Quadro 6-18 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA para 2013

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	60,24
	Restabelecimento	60,24
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	200,80
	Restabelecimento	200,80
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	Interrupção	15,06
	Restabelecimento	15,06
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>Chegadas aéreas BTN</i>	
	Interrupção	25,10
	Restabelecimento	25,10
	<i>Chegadas aéreas BTE</i>	
	Interrupção	30,12
	Restabelecimento	30,12
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i>	
	Interrupção	56,29
	Restabelecimento	56,29
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i>	
	Interrupção	60,24
	Restabelecimento	60,24
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica		
Cientes em BTE	22,09	
Cientes em BTN	20,82	

Aos valores constantes do Quadro 6-18 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Para 2013, a EEM propõe a manutenção dos preços em vigor.

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços aos custos de prestação do serviço alcançada em 2012, os preços em vigor em 2012 foram atualizados pelo deflator do PIB previsto para 2013 (0,4%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem em 2013 são os que constam do Quadro 6-19.

Quadro 6-19 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM para 2013

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	Sem utilização de meios especiais:	
	Interrupção	60,24
	Restabelecimento	60,24
	Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):	
	Interrupção	200,80
	Restabelecimento	200,80
BT	Intervenção ao nível do ponto de alimentação:	
	<i>BTN</i>	
	Interrupção	11,16
	Restabelecimento	11,16
	<i>BTE</i>	
	Interrupção	15,06
	Restabelecimento	15,06
	Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:	
	<i>BTN - Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	25,07
	Restabelecimento	25,07
	<i>BTE - Chegadas aéreas</i>	
	Interrupção	30,12
	Restabelecimento	30,12
	<i>BTN - Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	72,51
	Restabelecimento	72,51
	<i>BTE - Chegadas subterrâneas</i>	
	Interrupção	75,30
	Restabelecimento	75,30
Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia eléctrica		
Cientes em BTE	22,09	
Cientes em BTN	20,78	

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).

Os RQS da RAA e da RAM preveem 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 encontre nas suas instalações durante o período acordado com o distribuidor para a realização de visita às suas instalações (artigo 34.º).
- Quantia exigível ao cliente quando se verificar que a avaria comunicada ao distribuidor se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade (artigo 35.º).
- Quantia exigível ao cliente em BT no caso de solicitação de restabelecimento urgente do serviço de fornecimento de energia 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 1,3% relativamente aos considerados no ano anterior. No que respeita aos custos com transportes, foi

considerado o valor do subsídio de transporte em automóvel próprio atribuído aos funcionários e agentes da Administração Pública (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 1,3% 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 2013

Unidade: EUR

Atividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Aluguer do equipamento "Power Quality Analyser" (PQA)	1	mês	547,18	547,18
Instalação do "PQA" e análise da instalação cliente	32	h	44,57	1 426,30
Apoio da Direcção de Clientes e Redes	4	h	44,57	178,29
Apoio da Direcção de Condução	4	h	44,57	178,29
Análise de dados e elaboração do relatório	40	h	44,57	1 782,88
Preparação e apresentação de conclusões	16	h	44,57	713,15
Transportes	600	km	0,36	216,00
Total				5042,09

A EDP Distribuição estima um custo direto de 5042,09 euros por ação de monitorização, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos considerados pela empresa conduz a um custo total estimado de aproximadamente 6 050,51 euros. Este valor representa um aumento de 1,2% face ao valor em vigor em 2012 (5 980,67 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 2013

Unidade: EUR

Atividade	Qtd.	Unid.	C. unitário	Subtotal
Amortização do analisador	1	Semana	9,98	9,98
Instalação / Desmontagem do equipamento	3	h	25,33	75,98
Elaboração do relatório	1	h	44,57	44,57
Transportes	80	km	0,36	28,80
Total				159,33

A EDP Distribuição estima um custo direto de 159,33 euros para ações de monitorização em BT, que adicionado de 20% correspondentes aos encargos administrativos, conduz a um custo total estimado de aproximadamente 191,19 euros. Este valor é cerca de 1,0% superior ao que vigora em 2012 para a BTE (189,26 euros).

Para BTE e AT, a EDP Distribuição propõe para 2013 que seja adotado o custo de prestação do serviço, o que corresponde a um aumento de cerca de 1% relativamente aos valores limite aprovados para 2012. Para BTN e MT, a empresa propõe uma atualização de 5% justificando este aumento com o desajustamento que se verifica entre o preço em vigor e o custo de prestação do serviço.

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 2013 os valores constantes do Quadro 6-22, aos quais acresce o 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	Valor limite proposto pela EDP Distribuição para 2013
BTN	191,19	23,26
BTE	191,19	191,19
MT	6 050,51	1 838,94
AT	6 050,51	6 050,51

No Quadro 6-23 comparam-se os valores limite propostos pela EDP Distribuição para 2013 com os valores em vigor em 2012.

Quadro 6-23 - Comparação dos valores limite em vigor com os propostos para 2013

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em 2012	Valores limite propostos para 2013	Varição (%)
BTN	22,15	23,26	5,0
BTE	189,26	191,19	1,0
MT	1 751,37	1 838,94	5,0
AT	5 980,67	6 050,51	1,2

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 manter em 2013 os preços em vigor.

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 2012 na RAA	Valor limite proposto pela EDA para 2013	Variação (%)
BTN	20,44	20,44	0,0
BTE	213,06	213,06	0,0
MT	1 052,28	1 052,28	0,0

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM não apresentou uma estimativa de custos para a realização das ações de monitorização da onda de tensão, tendo proposto manter em 2013 os preços em vigor.

A EEM propõe para 2013 a manutenção dos valores limite em vigor, 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 2012 na RAM	Valor limite proposto pela EEM para 2013	Variação (%)
BTN	22,37	22,37	0,0
BTE	175,26	175,26	0,0
MT	1 036,45	1 036,45	0,0

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. A EDA propõe a manutenção em 2013 do valor atualmente em vigor.

Os valores em vigor e os propostos pela EDA para 2013 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 2012 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2013	Variação (%)
BTN	13,32	13,32	0,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT	42,62	42,62	0,0

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe a manutenção dos valores atualmente em vigor. Os valores em vigor e os propostos pela EEM para 2013 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 2012 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2013	Variação (%)
BTN	14,35	14,35	0,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT	28,71	28,71	0,0

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 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). A EDA propõe ainda a manutenção em 2013 dos valores em vigor.

Os valores em vigor e os propostos pela EDA para 2013 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 2012 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)	63,92	63,92	0,0
MT (HE)	75,00	75,00	0,0

HN – Horário normal (dias úteis, 07:01 às 20:00 horas)

HE – Horário extraordinário (dias úteis, 20:01 às 07:00 horas, feriados e fins de semana)

EEM - ELECTRICIDADE DA MADEIRA

A EEM propõe a manutenção dos preços atualmente em vigor.

Os valores em vigor e os propostos pela EEM para 2013 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 2012 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2013	Variação (%)
BTN	7,50	7,50	0,0
BTE	25,00	25,00	0,0
MT (HN)	43,07	43,07	0,0
MT (HE)	51,23	51,23	0,0

HN – Horário normal (dias úteis das 08:00 às 17:00 horas)

HE – Horário extraordinário (restantes períodos)

6.2.3 VALORES PARA VIGORAREM EM 2013**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.

Com a extinção das tarifas de venda a clientes finais torna-se difícil conhecer a faturação média mensal de cada nível de tensão. Tendo em conta este facto, bem como o reduzido número de vezes que este preço é aplicado²³, 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 o deflator do PIB previsto para 2013 (0,4%).

Tendo em conta o anteriormente exposto, apresentam-se no Quadro 6-30 os valores limite em vigor, o custo estimado para a prestação do serviço, o valor da faturação média mensal atualizado pelo deflator do PIB previsto para 2013, 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 2013 em Portugal continental
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2012	Custo estimado de prestação do serviço	50% faturação média mensal atualizada	Valores limite propostos pela EDP Distribuição	Valores limite para 2013
BTN	22,15	191,19	22,23	23,26	22,23
BTE	189,26	191,19	545,51	191,19	191,19
MT	1 751,37	6 050,51	1 758,38	1 838,94	1 758,38
AT	5 980,67	6 050,51	72 125,55	6 050,51	6 050,51
MAT	5 980,67	6 050,51	156 646,14	-	6 050,51

Aos valores constantes no Quadro 6-30 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

As variações entre os valores em vigor em 2012 e os valores previstos para 2013 situam-se entre 0,4% e 1,2%.

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.

²³ 18 vezes em 2011 e 12 vezes no 1.º semestre de 2012, no caso da EDP Distribuição.

- 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 a manutenção dos valores em vigor.

Tendo em conta o acima exposto, a ERSE procedeu à atualização dos valores utilizando o deflador do PIB previsto para 2013 (0,4%).

No Quadro 6-31 apresentam-se os valores em vigor em 2012, os valores propostos pela EDA e os valores limite aprovados pela ERSE para 2013.

**Quadro 6-31 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2013, na RAA
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2012	Valores propostos pela EDA para 2013	Valores limite para 2013
BTN	20,44	20,44	20,52
BTE	213,06	213,06	213,91
MT	1 052,28	1 052,28	1 056,49

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 manutenção dos valores atualmente em vigor

Tal como para a EDA, propõe-se que os valores para 2013 sejam calculados tendo em consideração os valores atualmente em vigor atualizados pelo deflador do PIB previsto para 2013 (0,4%).

No Quadro 6-32 apresentam-se os valores limite em vigor, os valores propostos pela EEM e os valores limite aprovados pela ERSE para 2013.

**Quadro 6-32 - Valores limite previstos no artigo 7.º do RQS para 2013, na RAM
(monitorização da onda de tensão)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores limite em vigor em 2012	Valores limite propostos pela EEM para 2013	Valores limite para 2013
BTN	22,37	22,37	22,46
BTE	175,26	175,26	175,96
MT	1 036,45	1 036,45	1 040,59

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, que correspondem à manutenção dos valores em vigor, respeitam estes princípios não excedendo os valores das compensações estabelecidas no RQS. Tendo como objetivo assegurar a aderência do preço do serviço aos custos da sua prestação, a ERSE considera adequado proceder à atualização dos valores pelo deflator do PIB previsto para 2013 (0,4%).

No Quadro 6-17 apresenta-se o valor em vigor, os valores propostos pela EDA, a compensação associada por incumprimento do padrão de qualidade de serviço individual e o valor aprovado pela ERSE para 2013.

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 2012 na RAA	Valores propostos pela EDA para 2013	Compensação associada	Valores para 2013
BTN	13,32	13,32	15,00	13,37
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT	42,62	42,62	75,00	42,79

Aos valores constantes no Quadro 6-33 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A EEM propõe a manutenção dos valores em vigor. A ERSE considera que na RAM deve ser seguida a mesma metodologia que foi adotada para a RAA.

No quadro seguinte apresenta-se o valor em vigor, os valores propostos pela EEM, a compensação associada por incumprimento do padrão de qualidade de serviço individual e o valor aprovado pela ERSE para 2013.

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 2012 na RAM	Valores propostos pela EEM para 2013	Compensação associada	Valores para 2013
BTN	14,35	14,35	15,00	14,41
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT	28,71	28,71	75,00	28,82

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**

Para os clientes em BTE e MT, a ERSE considera adequado que a quantia a pagar pelos clientes 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 prevista no RQS para as situações de incumprimento deste padrão pela EDA. Com efeito, correspondendo os padrões individuais a

compromissos de qualidade de serviço existentes entre o distribuidor e os seus clientes considera-se desejável assegurar um tratamento simétrico. Esta abordagem parece adequada aos clientes de maiores consumos a que corresponde normalmente um nível de informação mais elevado.

No caso dos clientes de BTN não parece adequado 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 valor desta quantia 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, propondo a empresa para 2013 a manutenção dos valores em vigor.

Pelas razões já expostas, a ERSE considera adequado, com as limitações anteriormente referidas, proceder à atualização destes valores para 2013 através do deflator do PIB previsto para 2013 (0,4%)

No Quadro 6-35 apresentam-se os valores em vigor em 2012, a proposta da EDA e os valores aprovados pela ERSE para 2013.

**Quadro 6-35 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2013 na RAA
(avarias na alimentação individual dos clientes)**

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor na RAA em 2012	Valores propostos pela EDA para 2013	Compensação associada	Valores para 2013
BTN	7,50	7,50	7,50	7,50
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT (HN)	63,92	63,92	75,00	64,17
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, foi adotada uma metodologia idêntica à aplicada para a RAA.

Quadro 6-36 - Valores da quantia prevista no artigo 35.º do RQS para 2013 na RAM (avarias na alimentação individual dos clientes)

Unidade: EUR

Cliente	Valores em vigor na RAM em 2012	Valores propostos pela EEM para 2013	Compensação associada	Valores para 2013
BTN	7,50	7,50	7,50	7,50
BTE	25,00	25,00	25,00	25,00
MT (HN)	43,07	43,07	75,00	43,24
MT (HE)	51,23	51,23	75,00	51,43

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 PROPOSTAS

7.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

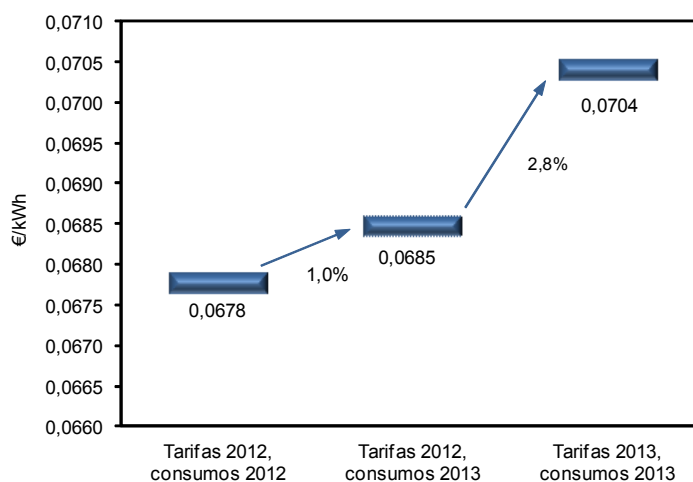
7.1.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 2012 E 2013

A evolução nominal dos preços médios das tarifas por atividade, entre 2012 e 2013, 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 transitória 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 transitória de Energia, entre 2012 e 2013, pode ser representada através de três estados (Figura 7-1). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2011, no cálculo das tarifas de 2012, em que se considerou um preço médio de 0,0678 €/kWh. O segundo estado corresponde ao preço médio com a estrutura e o nível de consumos previstos para 2013. Mantendo os preços das tarifas de 2012, a evolução da estrutura de consumos origina um acréscimo de 1,0% no preço médio. O terceiro estado corresponde ao preço médio da tarifa transitória de Energia previsto para 2013 (0,0704 €/kWh), que implica um acréscimo tarifário de 2,8% entre 2012 e 2013.

**Figura 7-1 - Preço médio da tarifa transitória de Energia
2013/2012**



Varição preço médio= 3,9%

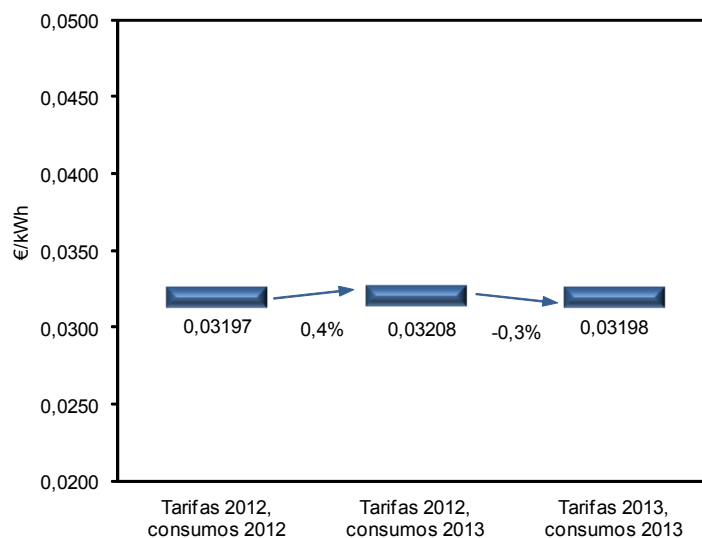
Varição tarifária= 2,8%

A evolução do preço médio da tarifa de UGS, entre 2012 e 2013, pode ser representada através de três estados (Figura 7-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2011, no cálculo das tarifas de 2012, em que se considerou um preço médio de 0,0320 €/kWh.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2013. Mantendo os preços das tarifas de 2012, a evolução da estrutura de consumos origina um acréscimo de 0,4% no preço médio.

No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema previsto para 2013 (0,0320 €/kWh), que corresponde a um decréscimo tarifário de 0,3% entre 2012 e 2013. Este decréscimo é justificado designadamente pela eliminação dos pagamentos de garantia de potência aos centros electroprodutores, pela 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, pelo diferimento excecional do ajustamento anual dos CMEC e dos CAE, e pela consideração das receitas associadas à venda de licenças de emissão de gases de efeito de estufa.

**Figura 7-2 - Preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema
2013/2012**

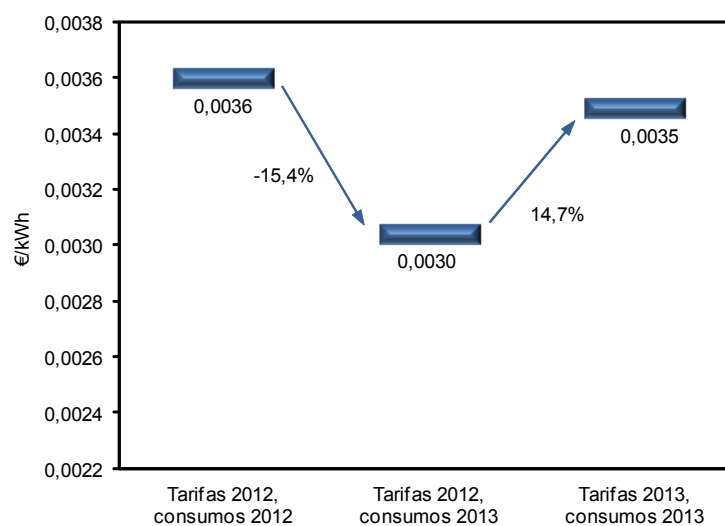


Varição preço médio= 0,0%

Varição tarifária= -0,3%

No que concerne as tarifas de Uso da Rede de Transporte, verifica-se um decréscimo de 3,0% no preço médio da tarifa de URT em MAT, devida a uma alteração da estrutura de consumos de 15,4% e à variação tarifária de 14,7%.

**Figura 7-3 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
2013/2012**

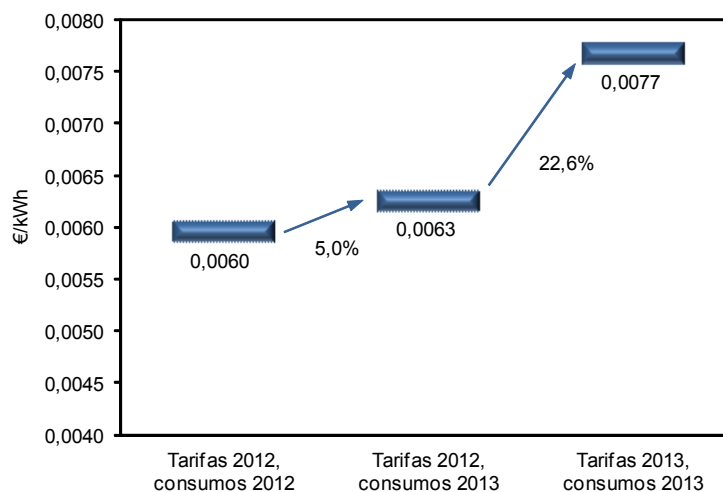


Varição preço médio= -3,0%

Varição tarifária= 14,7%

Na tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT verifica-se um acréscimo do preço médio de 28,8%, devida à alteração da estrutura de consumos de 5,0% e à variação tarifária de 22,6%.

**Figura 7-4 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
2013/2012**

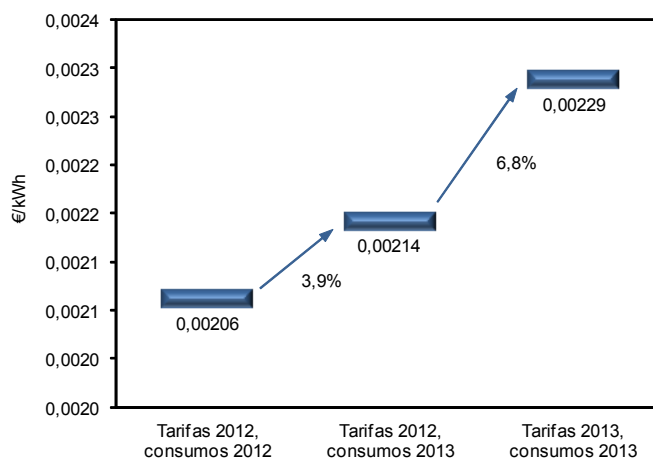


Variação preço médio= 28,8%

Variação tarifária= 22,6%

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT observa-se um acréscimo de 10,9% no preço médio, devida à alteração da estrutura de consumos de 3,9% e à variação tarifária de 6,8%.

**Figura 7-5 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
2013/2012**

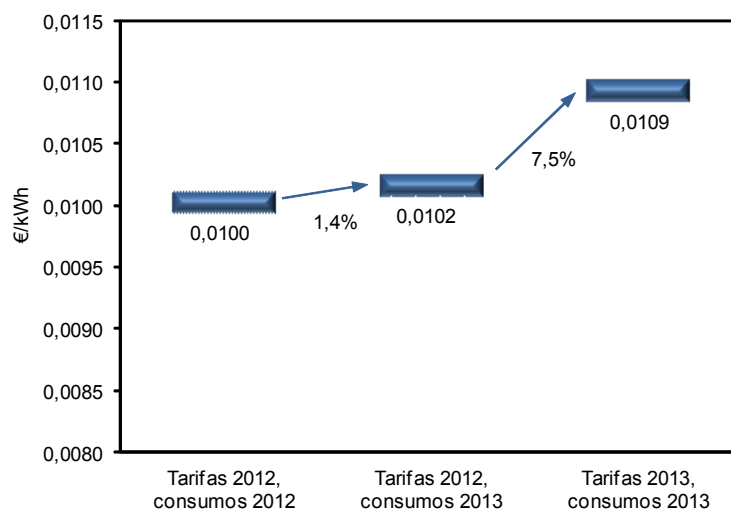


Variação preço médio= 10,9%

Variação tarifária= 6,8%

A alteração da estrutura de consumos foi responsável por um acréscimo no preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT de 1,4% e a variação tarifária por um acréscimo de 7,5%. Assim, o preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT observa um acréscimo de 9,0%.

**Figura 7-6 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
2013/2012**

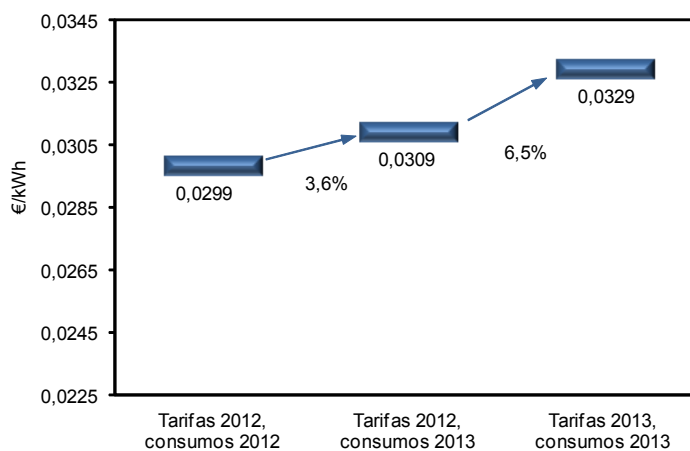


Variação preço médio= 9,0%

Variação tarifária= 7,5%

Na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT observa-se um acréscimo de 10,3% no preço médio, resultante da alteração da estrutura de consumos de 3,6% e de uma variação tarifária de 6,5%.

**Figura 7-7 - Preço médio da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
2013/2012**

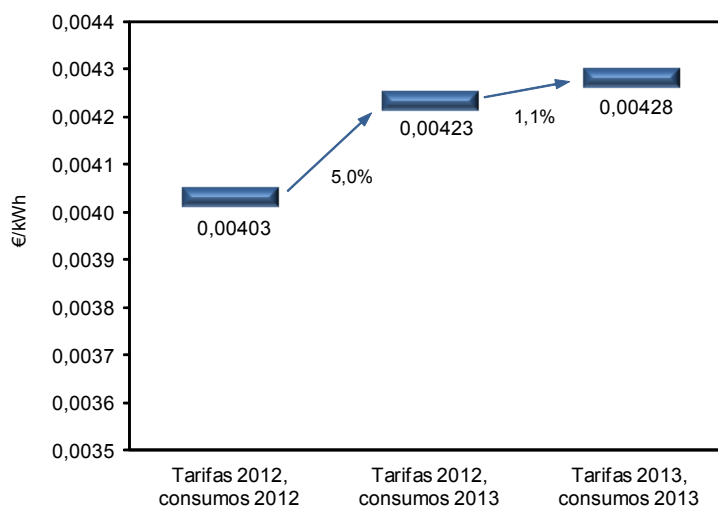


Variação preço médio= 10,3%

Variação tarifária= 6,5%

Na tarifa de Comercialização em BTN o aumento no preço médio é de 6,1%, resultante da alteração da estrutura de consumos de 5,0% e de uma variação tarifária de 1,1%.

**Figura 7-8 - Preço médio da tarifa de Comercialização em BTN
2013/2012**



Varição preço médio= 6,1%

Varição tarifária= 1,1%

7.1.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 1999 E 2013

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 2012 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 2001²⁴ e entre 2002 e 2013.

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.

No Quadro 7-1 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade nos diversos períodos de regulação.

²⁴ Em 2002 observa-se uma quebra de série devido a uma alteração das variáveis de faturação.

Quadro 7-1 - Evolução das tarifas por atividade

Tarifas		1999	2000	2001	Varição 2001/1999	2002	2003	2004	2005	Varição 2005/2002	2006	2007	2008	Varição 2008/2006	2009	2010	2011	Varição 2011/2009*	2012	2013	Varição 2013/2002*
Energia	real	100	98	104	4%	100	97	101	104	4%	99	97	90	-9%	126	88	82	-35%	100	102	2%
	nominal	100	101	111	11%	100	100	107	113	13%	110	111	104	-5%	148	104	97	-34%	123	127	27%
Uso Rede Transporte	real	100	90	76	-24%	100	93	103	105	5%	102	114	147	43%	147	189	180	22%	167	202	102%
	nominal	100	93	81	-19%	100	96	109	114	14%	114	131	170	50%	173	223	214	24%	205	251	151%
Uso Rede Distribuição AT	real	100	94	85	-15%	100	98	77	70	-30%	79	74	151	91%	164	164	143	-13%	153	161	61%
	nominal	100	97	91	-9%	100	101	82	76	-24%	88	84	175	99%	193	194	170	-12%	188	200	100%
Uso Rede Distribuição MT	real	100	94	88	-12%	100	96	92	85	-15%	90	93	95	5%	100	99	86	-14%	93	98	-2%
	nominal	100	97	94	-6%	100	99	97	92	-8%	101	106	111	10%	117	118	102	-13%	114	123	23%
Uso Rede Distribuição BT	real	100	94	89	-11%	100	95	93	89	-11%	89	93	99	12%	91	101	92	1%	90	94	-6%
	nominal	100	97	95	-5%	100	98	98	97	-3%	99	106	115	17%	107	119	110	3%	111	118	18%
Uso Global do Sistema	real	100	86	87	-13%	100	131	138	194	94%	225	273	444	97%	50	481	680	1267%	636	626	526%
	nominal	100	88	93	-7%	100	135	146	210	110%	251	312	515	106%	58	569	811	1290%	782	780	680%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	-	-	-	-	100	286	437	337	237%	271	242	73	-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	107	-15%	107	96	-4%
	nominal	-	-	-	-	100	144	112	95	-5%	88	113	127	43%	149	149	128	-14%	118	120	20%

* Nas actividades de Comercialização em MAT, AT e MT e Comercialização em BTE corresponde à variação até 2010

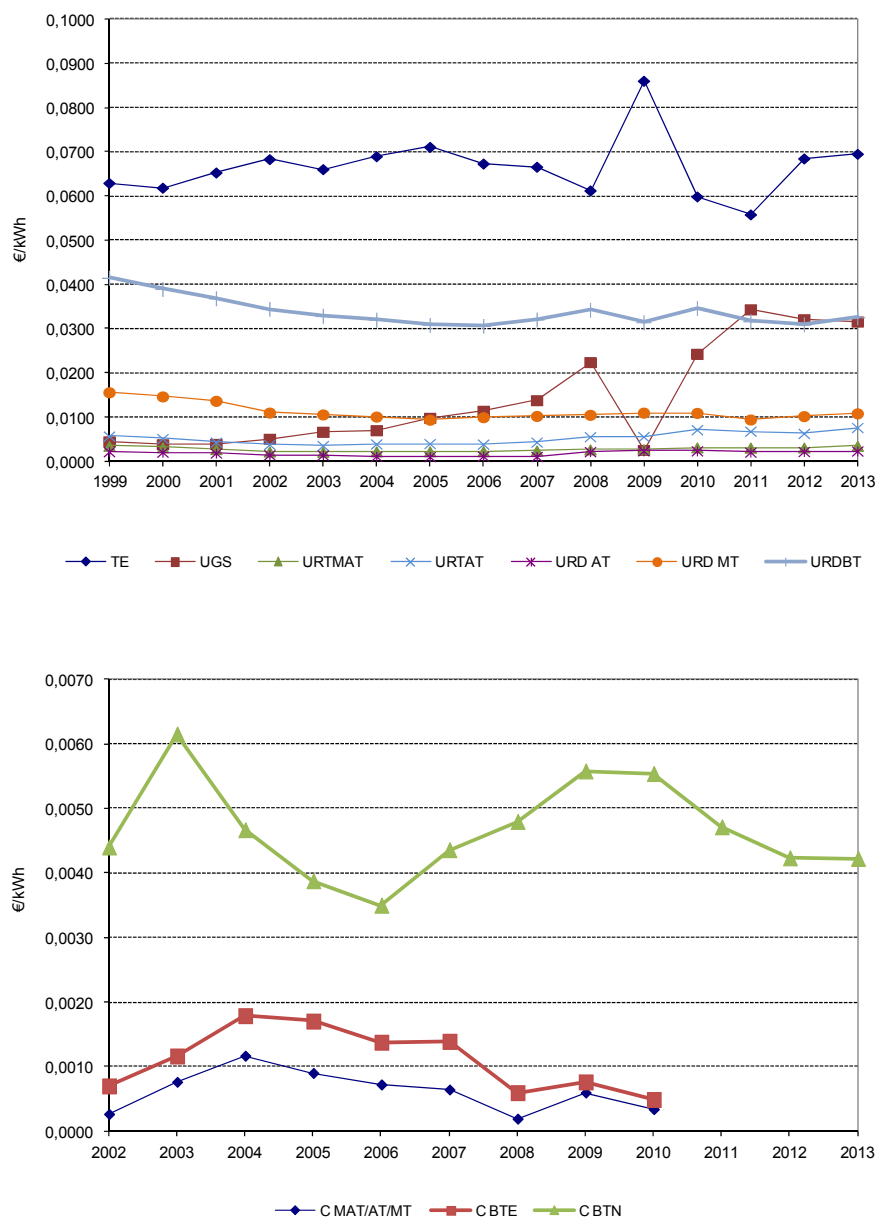
As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e em BT apresentam valores reais inferiores aos do primeiro ano de regulação, fruto dos ganhos de eficiência que têm sido alcançados e conseqüentemente sido partilhados com os consumidores.

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, 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 e o adiamento do CMEC de 2010. Em 2013, a variação reflete a decisão de se proceder ao diferimento excecional do ajustamento anual dos CMEC de 2011 e dos CAE de 2012, e pela consideração das receitas associadas à venda de licenças de emissão de gases de efeito de estufa.

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 2012.

**Figura 7-9 - Evolução das tarifas por atividade
(preços constantes de 2012)**



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 2012 E 2013

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 2012 e 2013. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada do Acesso para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

O acréscimo de 6,2% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2012 e 2013, pode ser representado através de três estados (Figura 7-10 e Quadro 7-2). O primeiro estado corresponde à situação prevista em 2011, no cálculo das tarifas de 2012, em que se considerou um preço médio de 0,0637 €/kWh.

No segundo estado é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2013. Mantendo os preços das tarifas de 2012, a evolução da estrutura de consumos origina um acréscimo de 1,3% no preço médio.

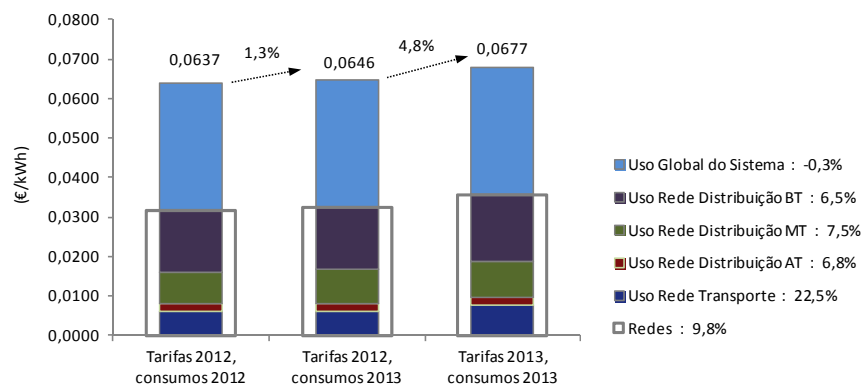
No terceiro estado observa-se o preço médio da tarifa de Acesso às Redes previsto para 2013 (0,0677 €/kWh), que corresponde a um acréscimo tarifário de 4,8% entre 2012 e 2013.

**Quadro 7-2 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes
2013/2012**

Estado e características	Tarifas 2012, consumo 2012 (1)	Tarifas 2012, consumo 2013 (2)	Tarifas 2013, consumo 2013 (3)
Proveitos (10 ⁶ Euros)	3 033	2 932	3 072
Consumo (GWh)	47 583	45 399	45 399
Preço médio (EUR/kWh)	0,0637	0,0646	0,0677
Variação (%)		(2)/(1) = 1,3%	(3)/(2) = 4,8%

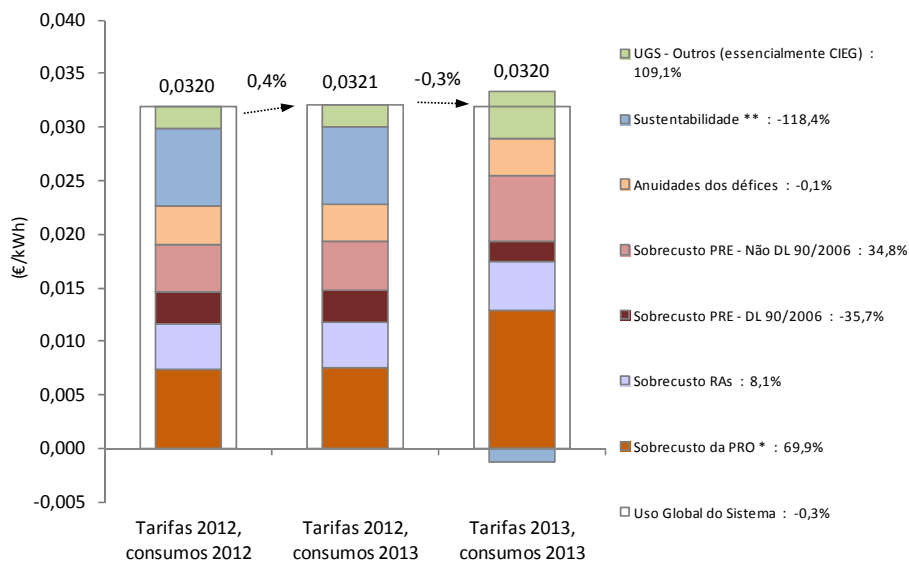
Na Figura 7-10, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: 22,5% para o Uso da Rede de Transporte, 6,8% para o Uso da Rede de Distribuição AT, 7,5% para o Uso da Rede de Distribuição MT, 6,5% para o Uso da Rede de Distribuição BT e -0,3% para o Uso Global do Sistema.

**Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes
2013/2012**



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
2013/2012**



*Considera-se como sobrecusto da produção em regime ordinário o sobrecusto dos CAE, os encargos com os CMEC e com a garantia de potência.

** Considera-se como sustentabilidade os ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, o diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e o sobreprovento resultante da aplicação das tarifas transitórias.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade das tarifas de Acesso às Redes, entre 2012 e 2013, para os diferentes níveis de tensão. Registam-se variações diferenciadas por nível de tensão: 14,7% em MAT, 13,4% em AT, 0,6% em MT, 4,9% em BTE e 5,2% em BTN. 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 14,7% em MAT, 10,6% em AT, -9,1% em MT, -1% em BTE e um aumento de 1,3% em BTN. 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 2013/2012

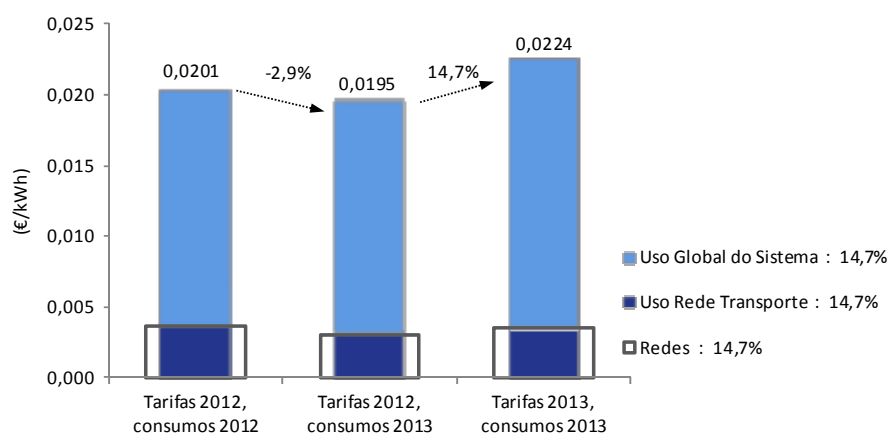
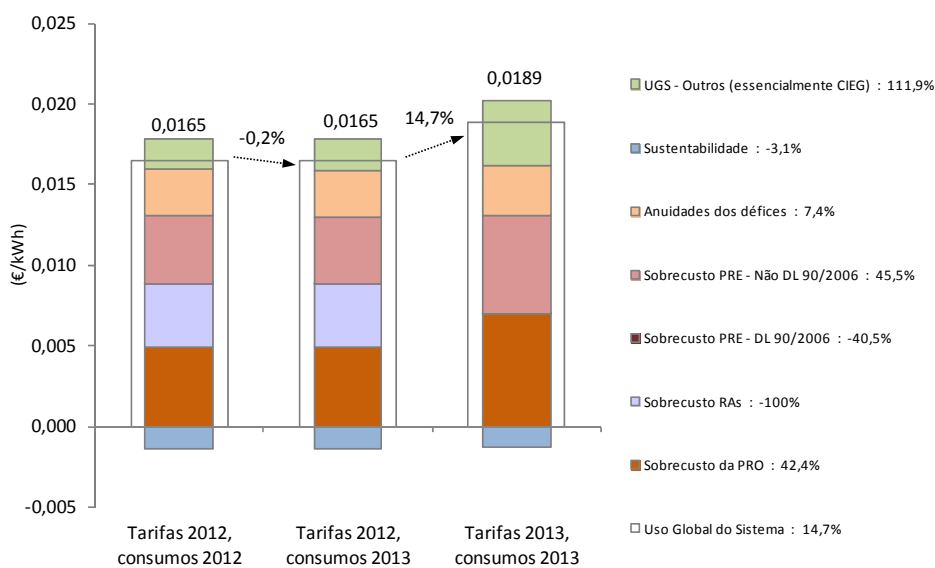
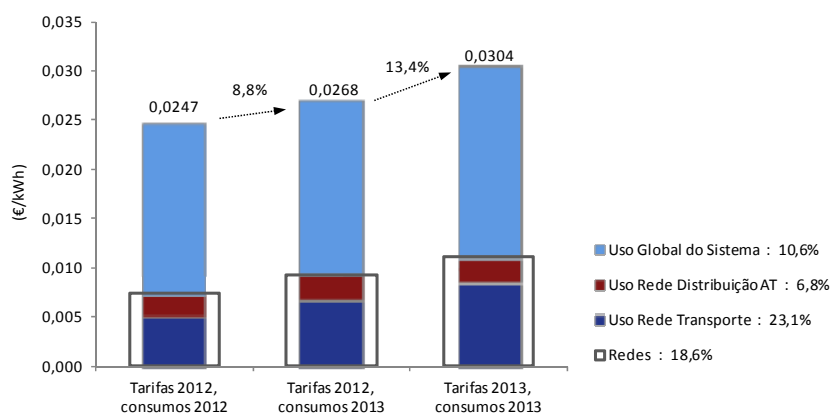


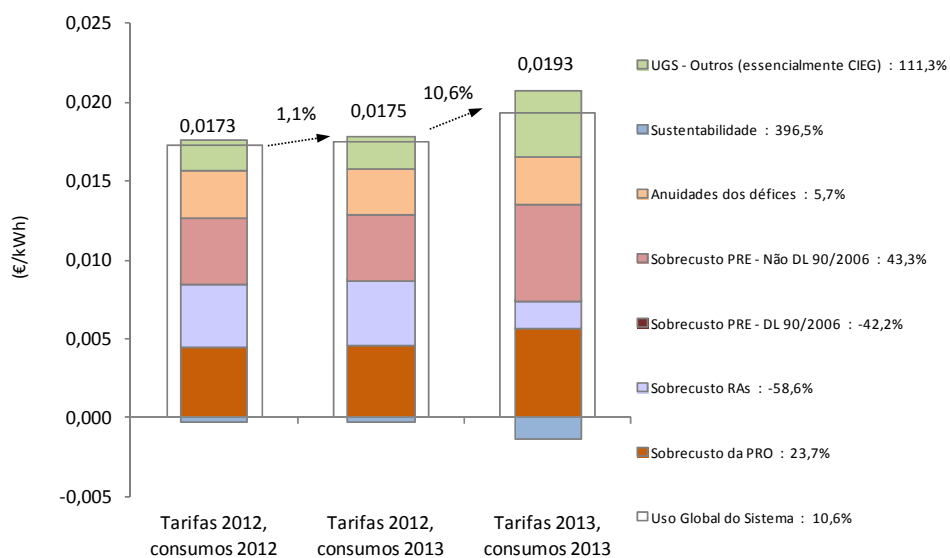
Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT 2013/2012



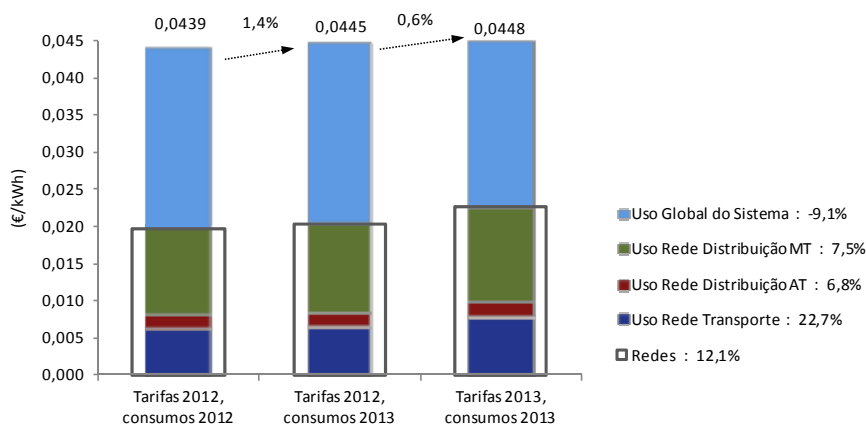
**Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT
2013/2012**



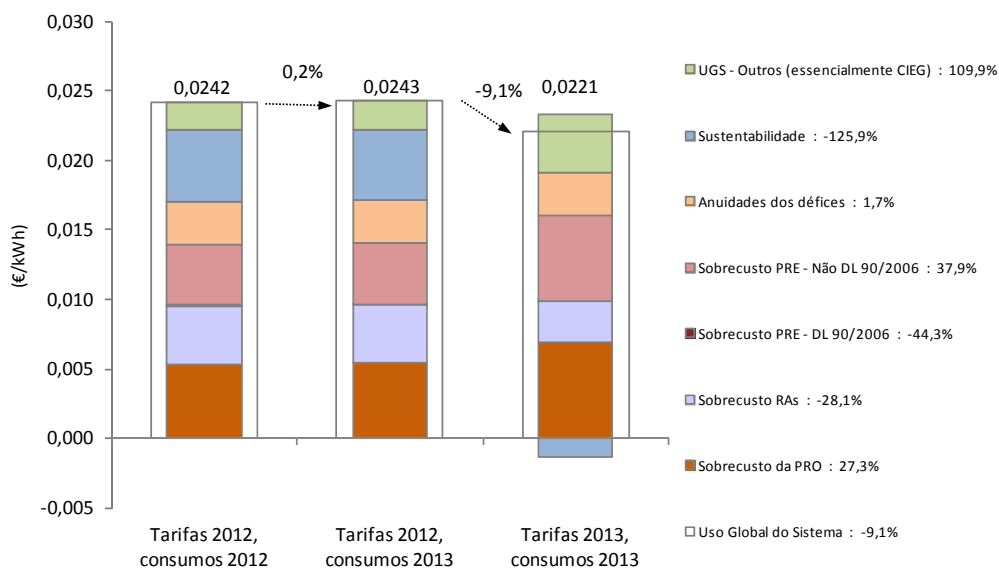
**Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT
2013/2012**



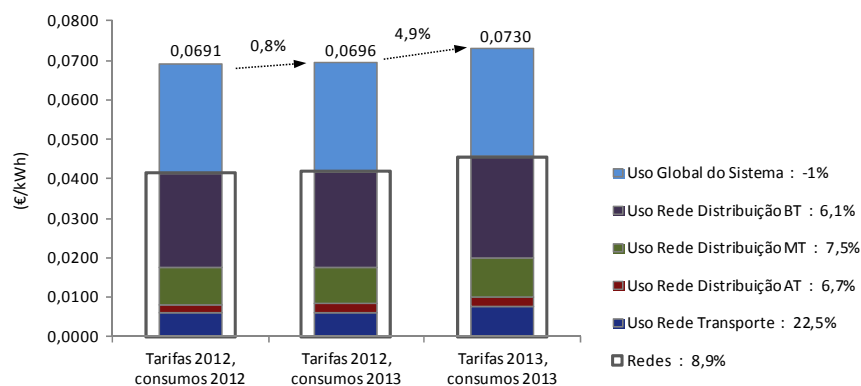
**Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT
2013/2012**



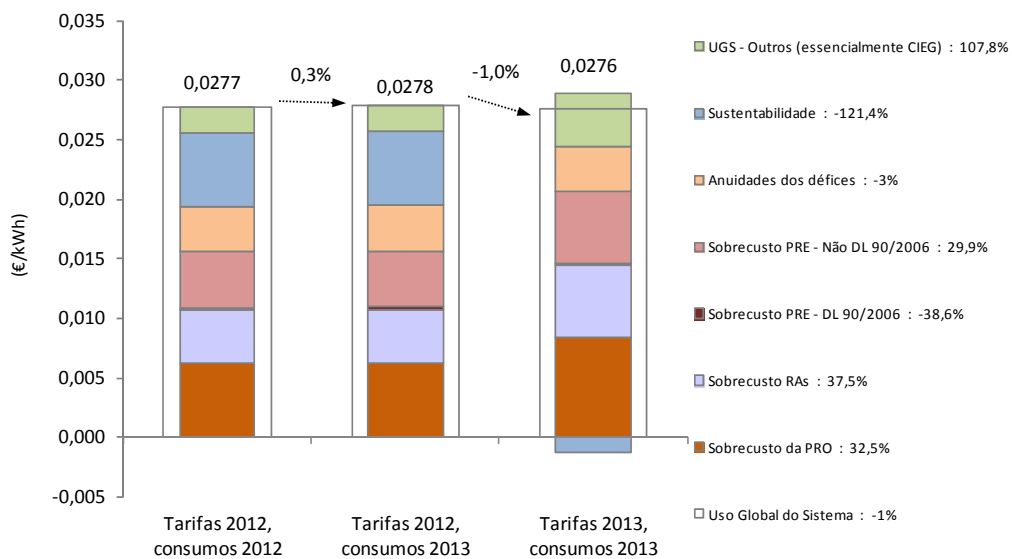
**Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT
2013/2012**



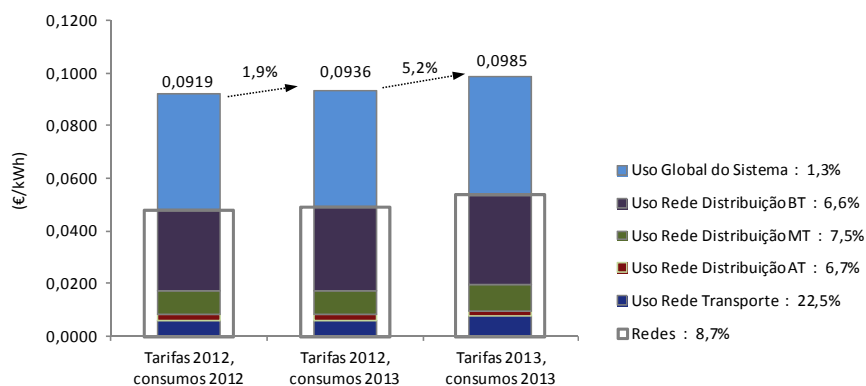
**Figura 7-18 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE
2013/2012**



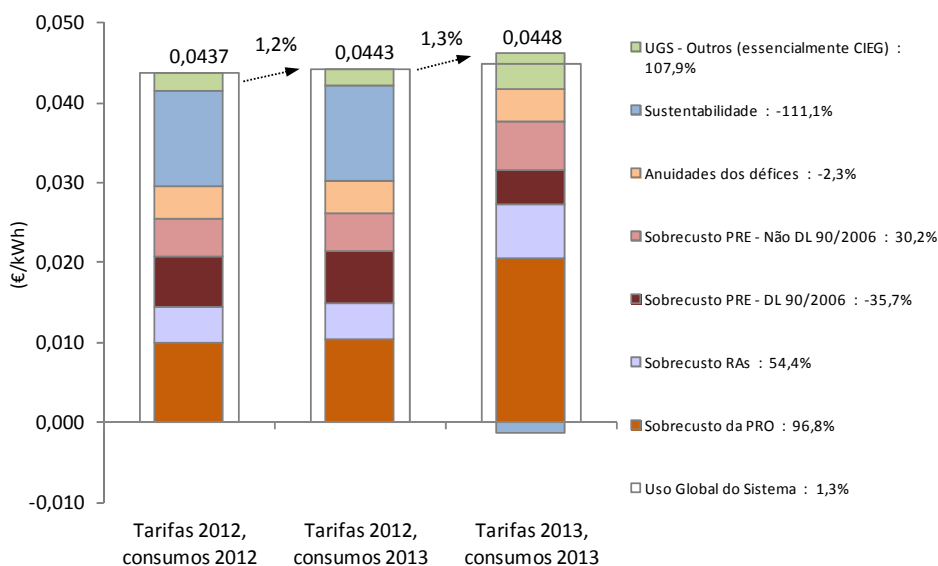
**Figura 7-19 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE
2013/2012**



**Figura 7-20 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN
2013/2012**



**Figura 7-21 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN
2013/2012**



7.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2013

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 2013. 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 2013, decomposto por atividade

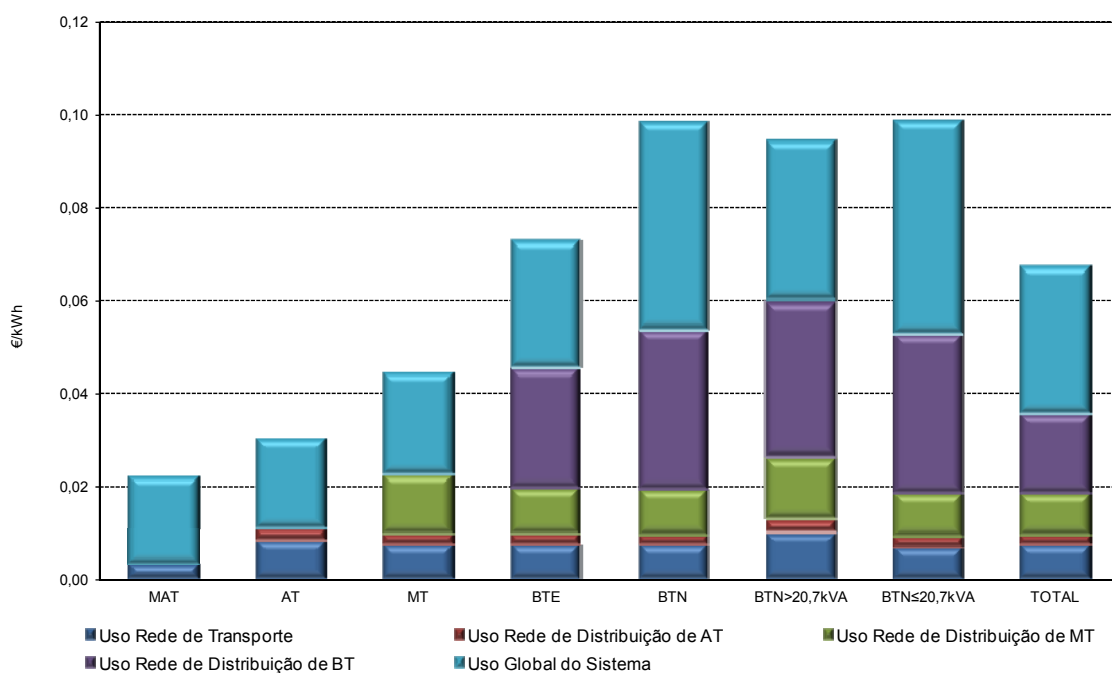
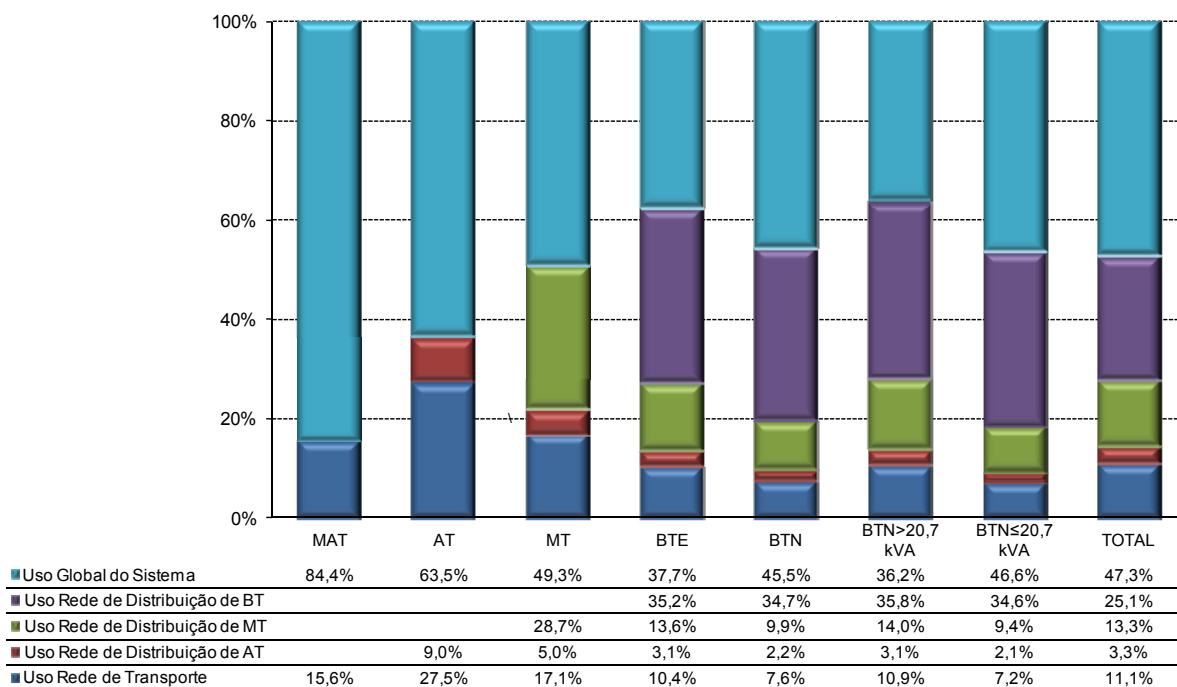


Figura 7-23 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013



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.

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) o sobrecusto com os CAE, (ii) os encargos com os CMEC, (iii) os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas, (iv) os sobrecustos da Produção em Regime Especial, (v) os custos com os terrenos dos centros electroprodutores afetos ao domínio público hídrico e (vi) os défices tarifários de BT e BTN relativos a 2006 e 2007, respetivamente, e o défice tarifário de 2009 gerado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Figura 7-24 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral

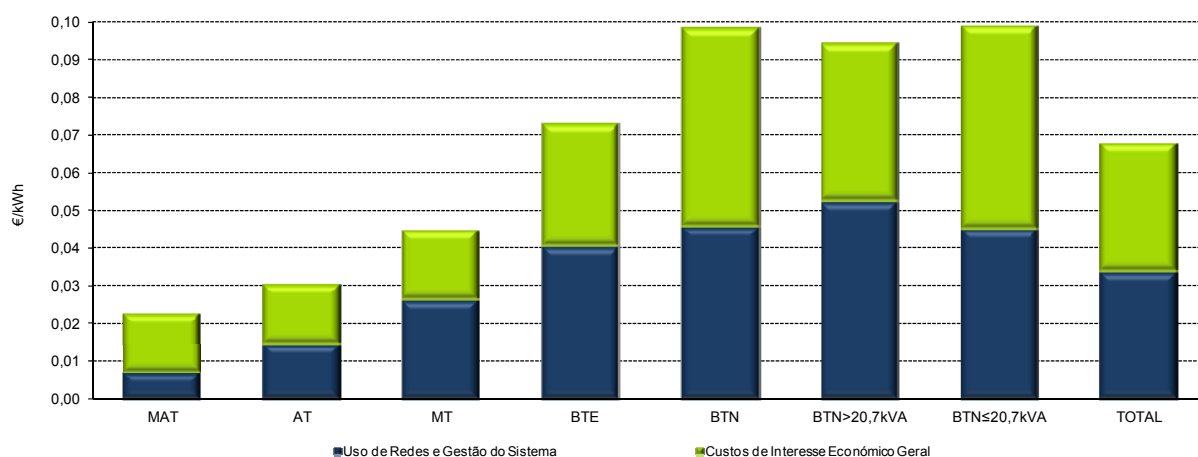
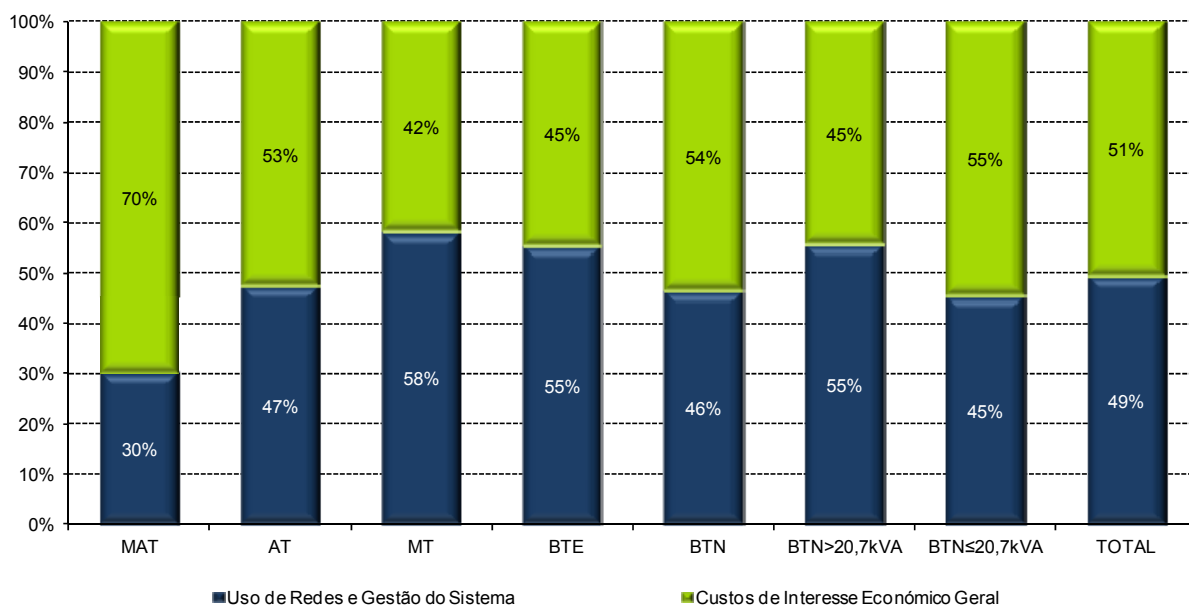


Figura 7-25 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2013 nas componentes de Uso de Redes e Gestão do Sistema e de Custos de Interesse Económico Geral



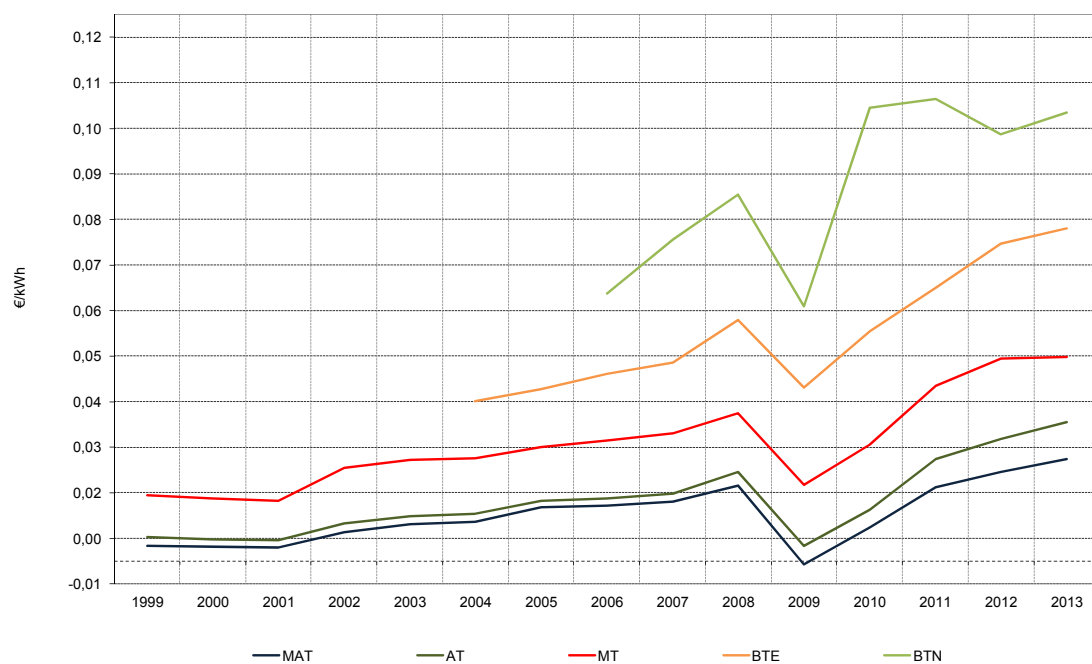
7.2.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 1999 E 2013

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 2013, por nível de tensão.

Os preços médios apresentados até 2012 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.

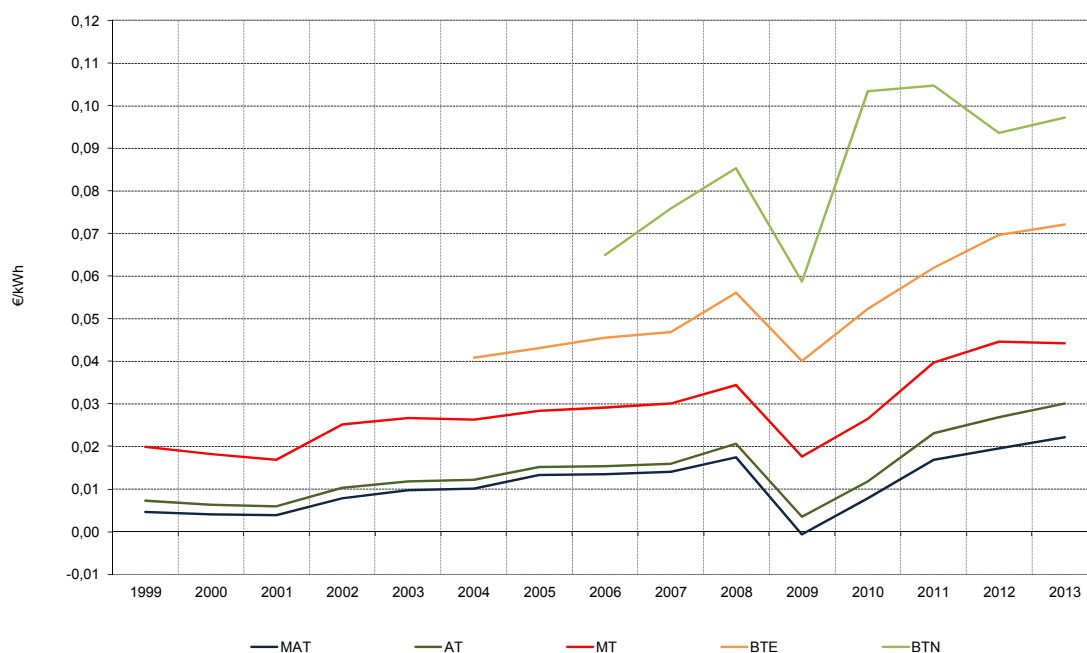
No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 13,3%, 12,4%, 7,8%, 7,6% e 6,7%, respetivamente.

**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 10,9%, 10,0%, 5,5%, 5,8% e 5,2%, respetivamente, a preços constantes de 2012.

**Figura 7-27 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes
(preços constantes de 2012)**



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	2013	Variação 2013/1999	
MAT	real	100	88	83	169	206	217	285	287	299	374	-15	165	359	416	471	371%
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	475	568	652	552%
AT	real	100	89	82	141	162	167	209	211	220	286	48	163	320	371	415	315%
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	424	506	574	474%
MT	real	100	91	85	127	134	133	144	147	152	174	89	134	200	225	223	123%
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	265	307	308	208%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	105	111	115	137	98	128	151	170	176	76%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	208	108%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	100	117	131	90	159	161	144	150	150	50%
	nominal	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	159	168	168	68%

7.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

7.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 2012 E 2013

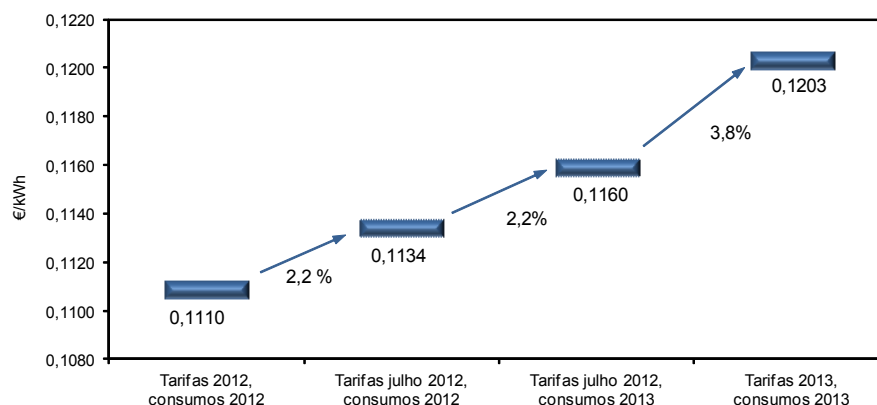
Nas figuras seguintes é apresentada a evolução do preço médio da energia elétrica das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT, BTE e BTN, do comercializador de último recurso, representada através de quatro estados, a saber:

- Preços médios obtidos por aplicação das tarifas de Venda a Clientes de 2012, publicadas em dezembro de 2011.
- Preços médios obtidos por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes de julho de 2012, publicadas em junho de 2012. Para os consumos em BTN e com potências contratadas inferiores ou iguais a 6,9 kVA os preços médios obtidos resultam da aplicação das tarifas de Venda a Clientes de 2012 publicadas em dezembro de 2011.
- Preços médios resultantes da aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de julho de 2012 aos consumos de 2013. Para os consumos em BTN e com potências contratadas inferiores ou iguais a 6,9 kVA os preços médios obtidos resultam da aplicação das tarifas de Venda a Clientes de 2012 aos consumos de 2013.
- Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais a vigorarem em 2013.

Em seguida apresenta-se a evolução do preço médio entre 2012 e 2013, para as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT, BTE e BTN (Figura 7-28 e Figura 7-32).

Conforme se ilustra na Figura 7-28, em 2013, verificar-se-á uma variação tarifária de 3,8% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT, relativamente às tarifas de julho de 2012, o que corresponde a uma variação de 6,1% no preço médio.

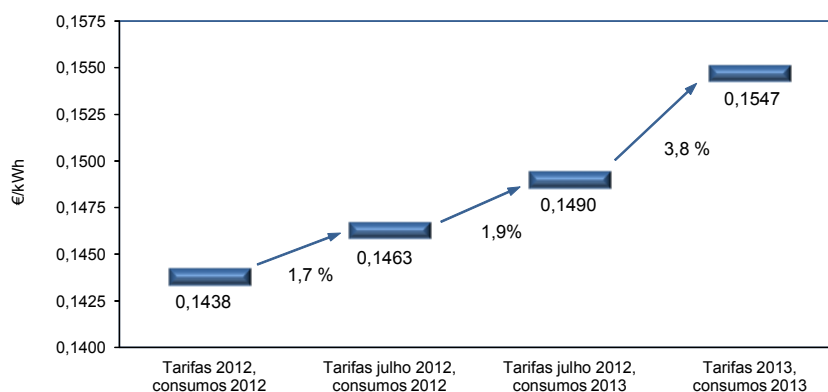
**Figura 7-28 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em MT
2013/2012**



Variação preço médio = 6,1%
 Variação tarifária = 3,8%

Conforme se ilustra na Figura 7-29, em 2013, verificar-se-á uma variação tarifária de 3,8% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTE, relativamente às tarifas de julho de 2012, o que corresponde a uma variação de 5,8% no preço médio.

**Figura 7-29 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTE
2013/2012**



Variação preço médio = 5,8%
 Variação tarifária = 3,8%

Conforme se ilustra no Quadro 7-4 e na Figura 7-30, em 2013, verificar-se-á um acréscimo tarifário de 2,8% nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, relativamente às tarifas de julho de 2012, o que corresponde a uma variação de 6,2% no preço médio.

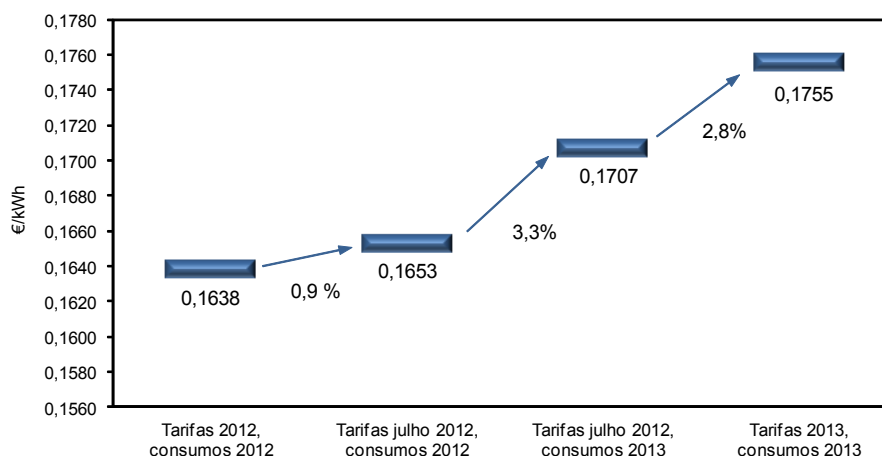
O segundo estado representado corresponde à situação prevista em junho de 2012 para vigorar em julho de 2012, em que com proveitos permitidos de 3 132 milhões de euros e com consumos de 18,9 TWh corresponde o preço médio de 0,1653 €/kWh.

No terceiro estado, é introduzida a estrutura e o nível de consumos previstos para 2013. Mantendo os preços das tarifas de julho de 2012, a evolução da estrutura de consumos origina um aumento de 3,3% no preço médio. No último estado apresenta-se o preço médio que se irá observar em 2013, 0,1755 €/kWh, o que corresponde a uma variação tarifária de 2,8%.

**Quadro 7-4 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN
2013/2012**

Estado e características	Tarifas 2012, consumos 2012 (1)	Tarifas julho 2012, consumos 2012 (2)	Tarifas julho 2012, consumos 2013 (3)	Tarifas 2013, consumos 2013 (4)
Proveitos (10 ⁶ EUR)	3 104	3 132	2 727	2 805
Consumo (GWh)	18 946	18 946	15 977	15 977
Preço médio (€/kWh)	0,1638	0,1653	0,1707	0,1755
Variação (%)		(2)/(1) = 0,9%	(3)/(2) = 3,3%	(4)/(3) = 2,8%

**Figura 7-30 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias, em BTN
2013/2012**



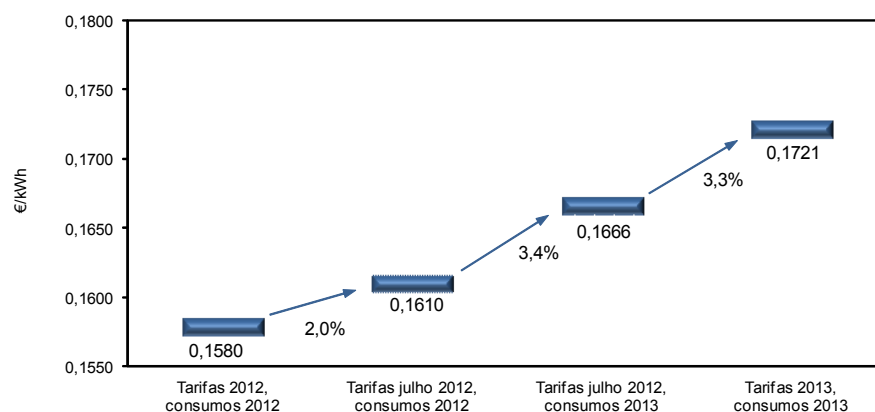
Variação preço médio = 6,2%

Variação tarifária = 2,8%

Em seguida apresentam-se figuras com a evolução do preço médio entre julho de 2012 e janeiro de 2013, para o detalhe da Baixa Tensão (Figura 7-31 e Figura 7-32).

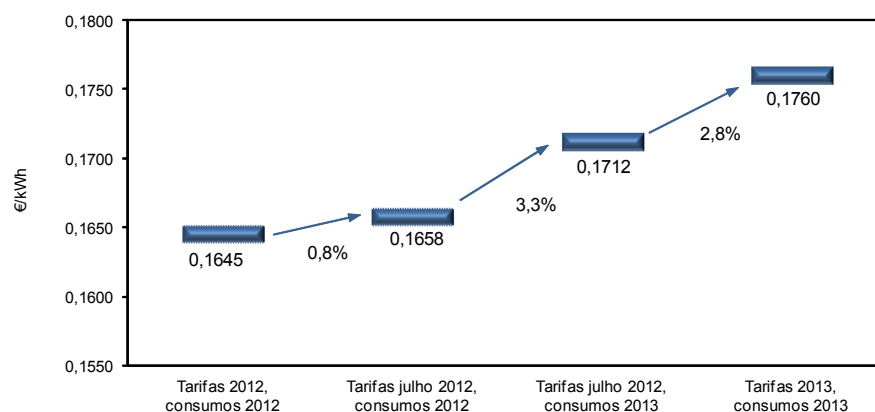
Para os clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA ocorrem variações tarifárias de 3,3%, enquanto que para os clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA as variações tarifárias são de 2,8%.

Figura 7-31 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (> 20,7 kVA) 2013/2012



Variação preço médio = 6,9%
 Variação tarifária = 3,3%

Figura 7-32 - Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, em BTN (\leq 20,7 kVA) 2013/2012



Variação preço médio = 6,1%
 Variação tarifária = 2,8%

7.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2013

Na Figura 7-33 e na Figura 7-34 apresenta-se para cada nível de tensão a decomposição e a estrutura, por atividade regulada, do preço médio 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 7-33 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2013

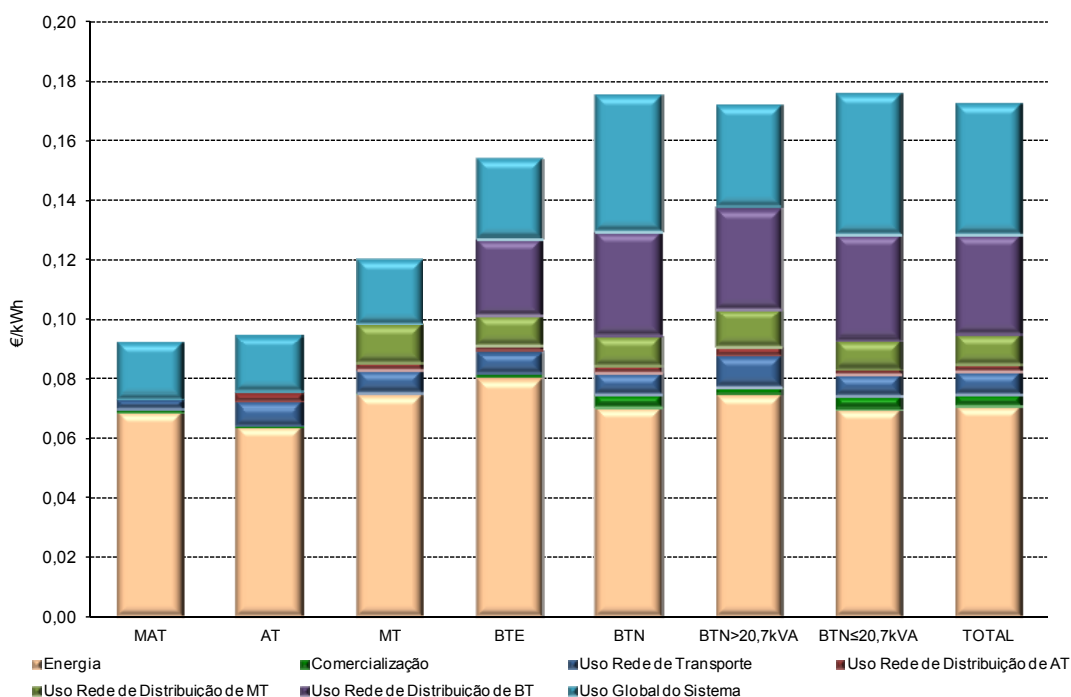
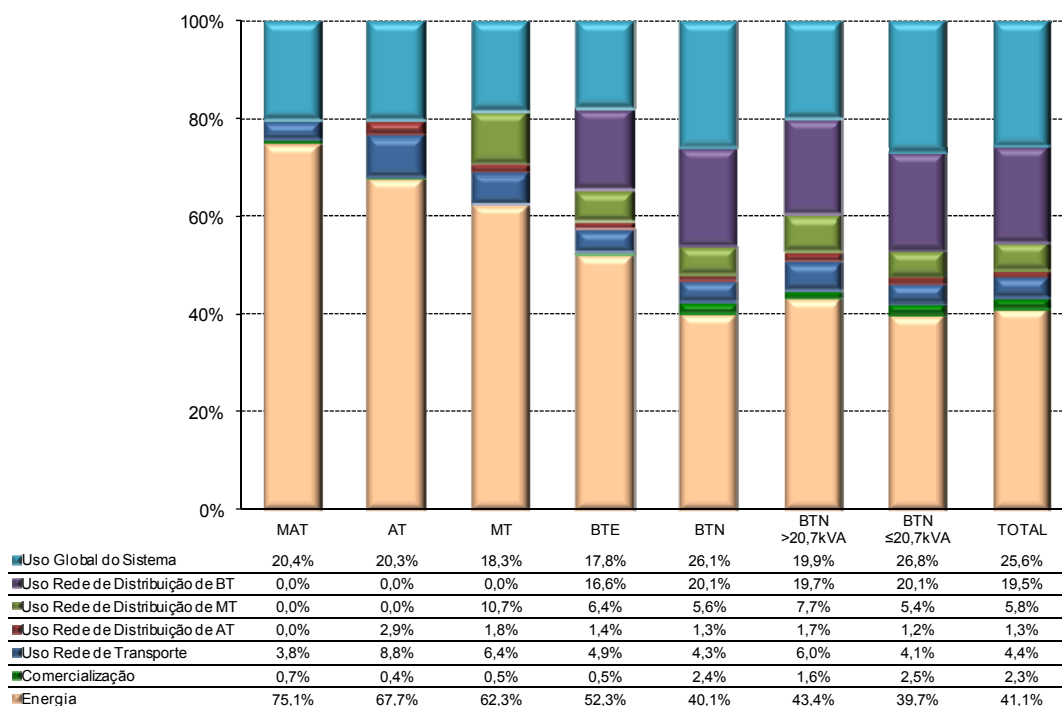


Figura 7-34 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2013



Na Figura 7-35 e na Figura 7-36, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio 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.

Figura 7-35 - Preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2013, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral

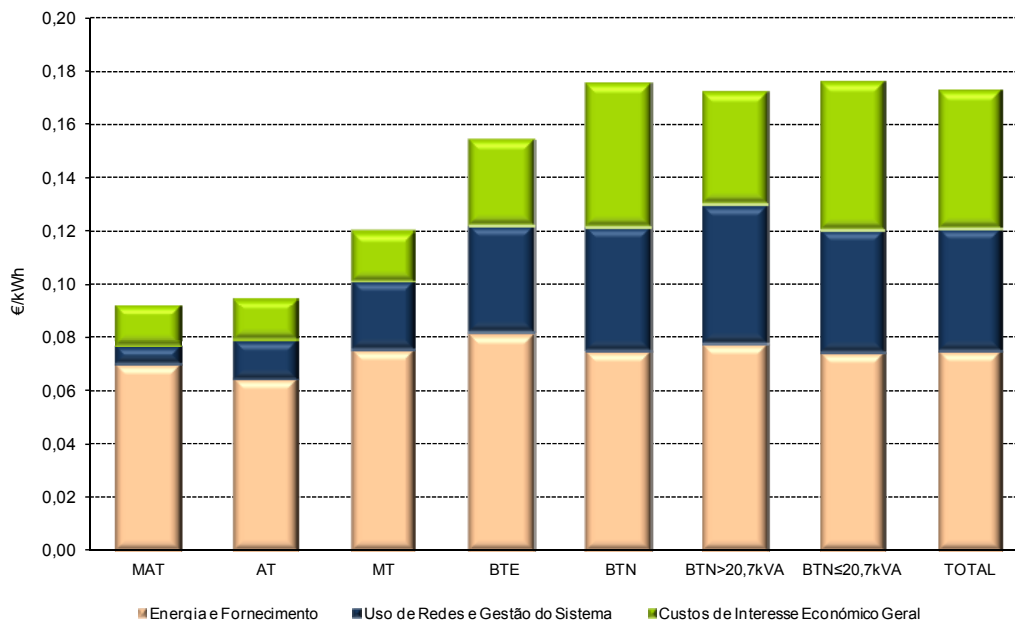
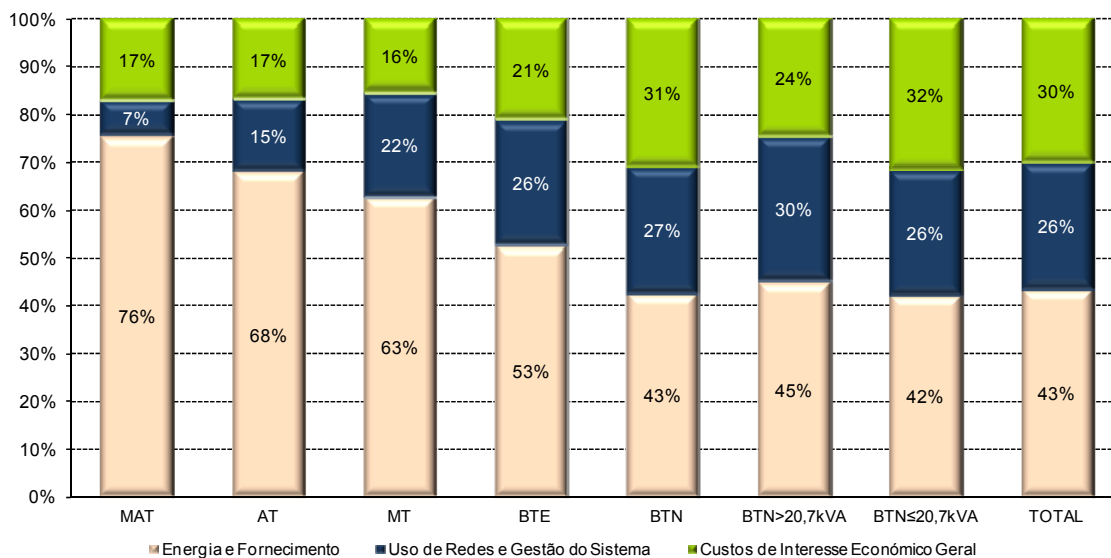


Figura 7-36 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso em 2013, decomposto nas parcelas Energia e Fornecimento, Uso de Redes e Gestão do Sistema e Custos de Interesse Económico Geral



7.3.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 1990 E 2012

A Figura 7-37 e a Figura 7-38 apresentam a evolução verificada nas tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso desde 1990 até 2013, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN. Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura global de fornecimentos de 2013, 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.

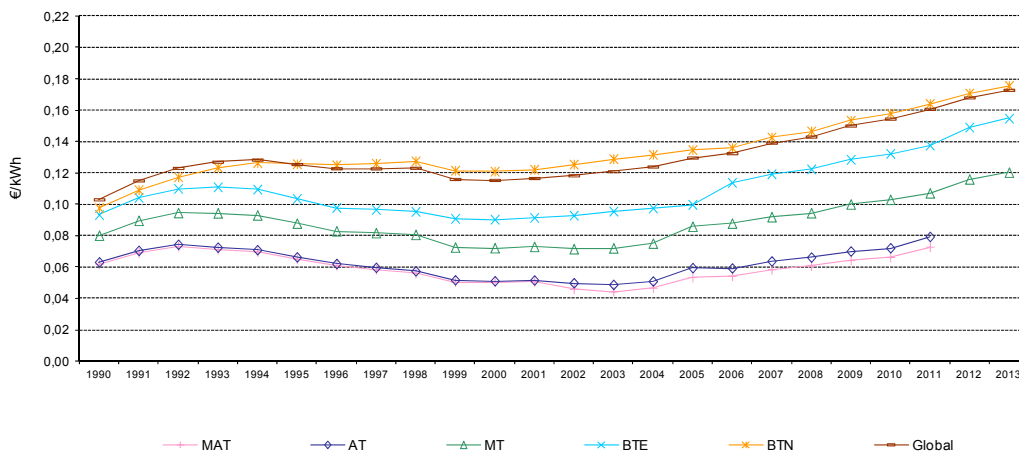
Os preços médios em 2006 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais excecionais, revistas em julho de 2006 de modo a dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 90/2006 que estabeleceu novas regras para a repercussão dos sobrecustos com a produção em regime especial de origem renovável.

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. Os preços médios apresentados para BTN em 2012 têm também uma parcela de tarifas transitórias (consumos em BTN para potências contratadas superiores a 6,9 kVA).

Em 2013 todos os preços apresentados correspondem a tarifas transitórias.

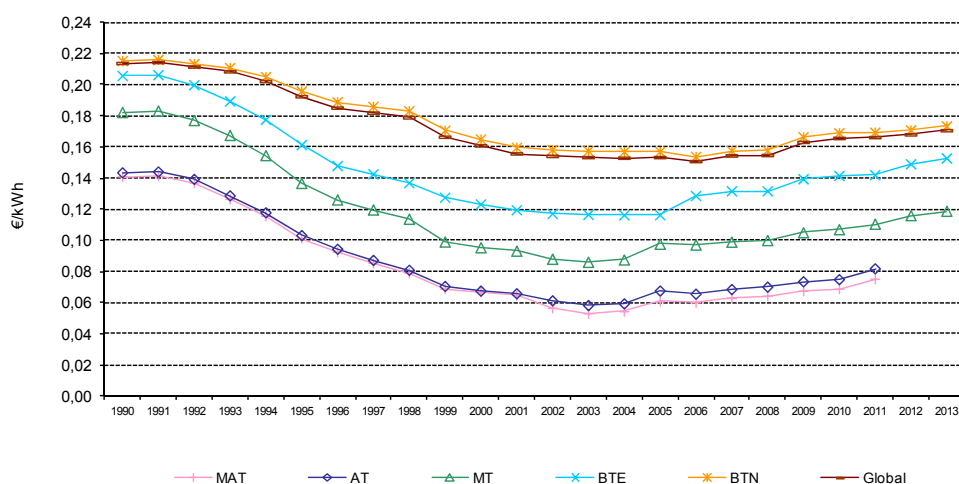
Figura 7-37 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes de 2012 (Figura 7-38), o preço médio global registou desde 1990 até 2013 uma redução média anual de 0,9%. Em 2013, o preço médio global é cerca de 80% do verificado em 1990.

Em MT, BTE e BTN, os preços médios em 2013 são cerca de 65%, 74% e 80% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-38 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2012)



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	2013	Variação 2013/1998*	
MAT	real	100	87	84	82	71	67	69	77	76	80	81	85	87	95	---	---	-5%
	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	85	87	91	93	101	---	---	1%
	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	97	102	104	4%
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	133	144	149	49%
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	94	96	96	102	103	104	109	112	112	12%
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	144	156	162	62%
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	92	93	95	-5%
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	129	134	138	38%
Global	real	100	93	90	87	86	86	85	86	84	86	86	91	93	93	94	95	-5%
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	131	136	140	40%

* Para MAT e AT apresenta-se a variação entre 1998 e 2011

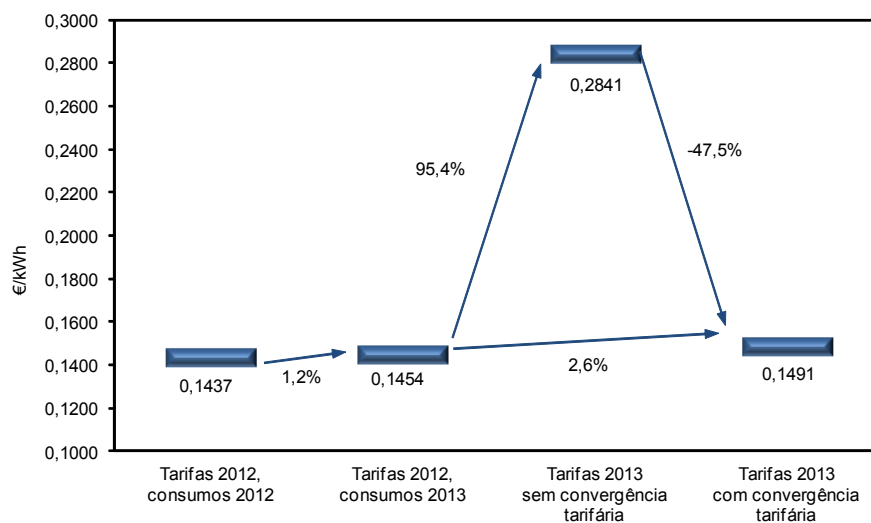
7.4 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

7.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 2012 E 2013

Em 2013, os preços de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 2,6%, relativamente a 2012, conforme se ilustra no Quadro 7-6 e na Figura 7-39.

Quadro 7-6 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA

Estado e características	Tarifas 2012, consumos 2012	Tarifas 2012, consumos 2013	Tarifas 2013 sem convergência tarifária	Tarifas 2013 com convergência tarifária
Proveitos (10 ³ EUR)	112 845	104 839	204 863	107 522
Consumo (MWh)	785 339	721 033	721 033	721 033
Preço médio (€/kWh)	(1) 0,1437	(2) 0,1454	(3) 0,2841	(4) 0,1491
Variação (%)		(2)/(1) = 1,2%	(3)/(2) = 95,4%	(4)/(2) = 2,6%

Figura 7-39 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAA

Variação preço médio = 3,8%

Variação tarifária = 2,6%

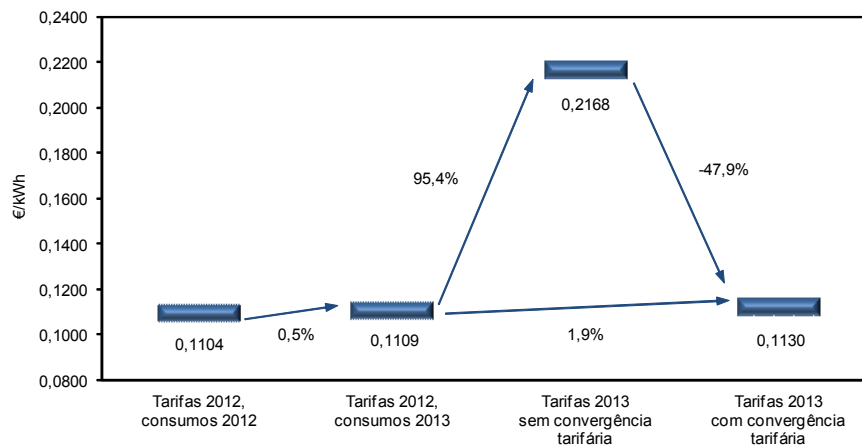
Esta variação tarifária pode ser representada pela evolução de quatro estados, a saber:

- Preço médio publicado em dezembro de 2011 para vigorar em 2012.
- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2012 aos consumos de 2013.
- Preço médio das tarifas, em 2013, 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 2013, após convergência tarifária com as tarifas aditivas de Portugal continental.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2012 e 2013 é determinada a partir do preço médio previsto para 2013 (com convergência tarifária) e do preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2012 aos consumos previstos para 2013.

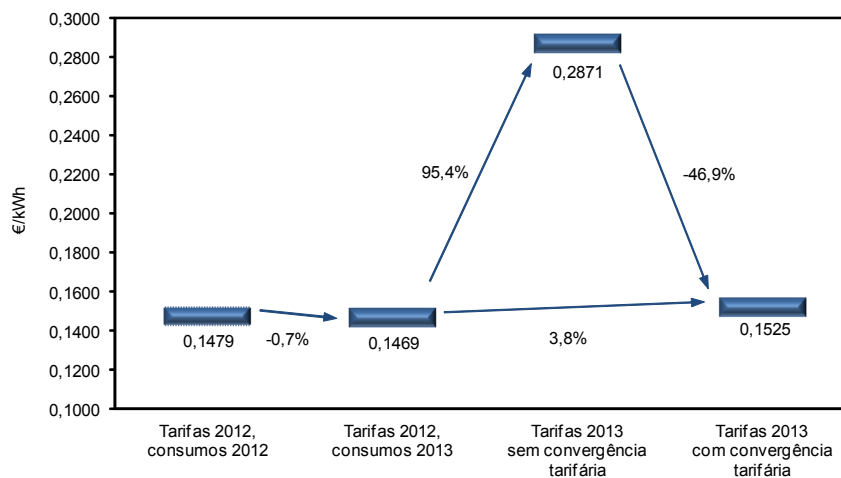
Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2012 e 2013 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-40 a Figura 7-43). Ocorrem variações de 1,9% em MT, 3,8% em BTE, 3,0% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA e 2,7% para clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA.

Figura 7-40 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAA



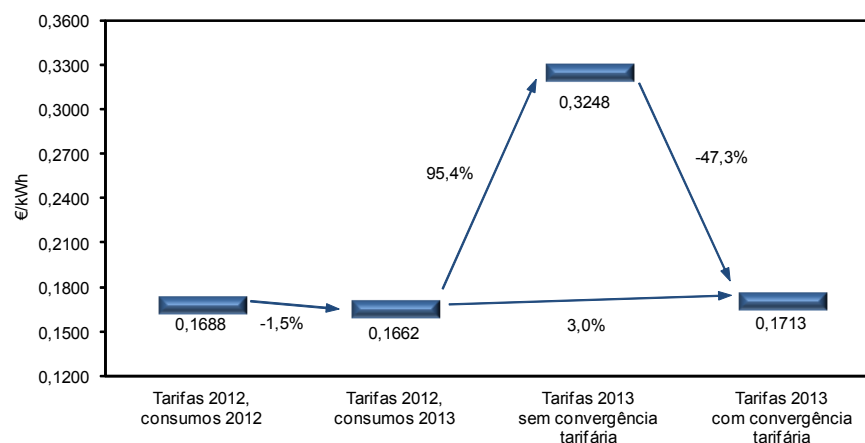
Variação preço médio = 2,4%
 Variação tarifária = 1,9%

Figura 7-41 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAA



Variação preço médio = 3,1%
 Variação tarifária = 3,8%

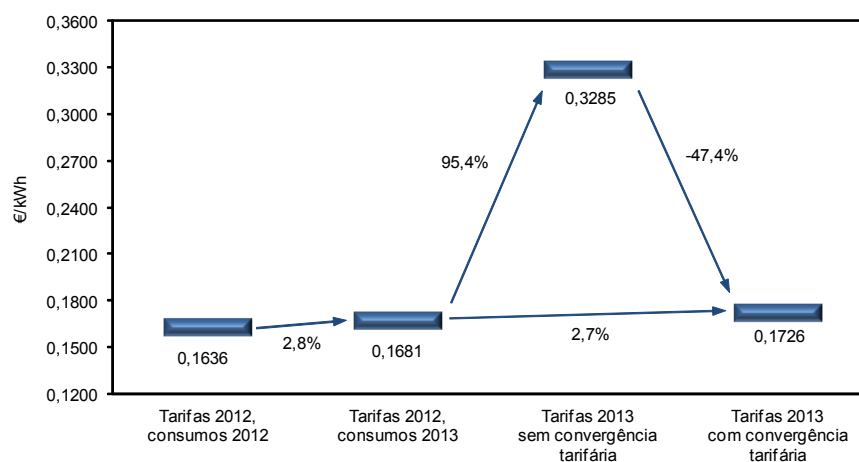
Figura 7-42 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAA



Variação preço médio = 1,5%

Variação tarifária = 3,0%

Figura 7-43 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA) na RAA



Variação preço médio = 5,5%

Variação tarifária = 2,7%

7.4.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 1990 E 2012

A Figura 7-44 e a Figura 7-45 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2013, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN.

Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2013, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias

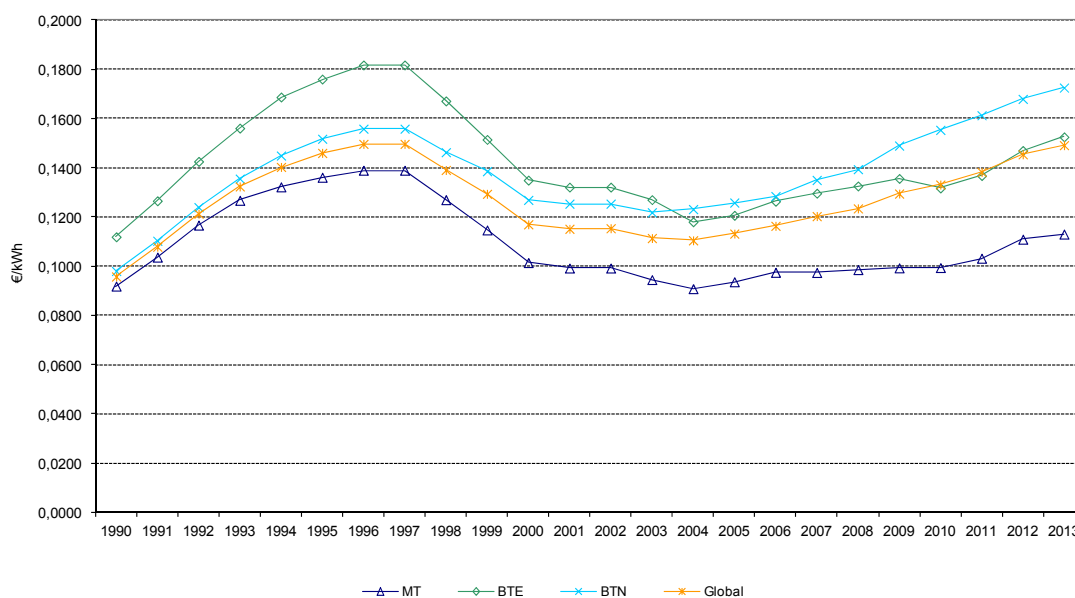
em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

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, iniciando 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.

A preços correntes no período compreendido entre 1990 e 2013, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,9%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de 2,5%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de 1,4% e de 0,9% ao ano, respetivamente.

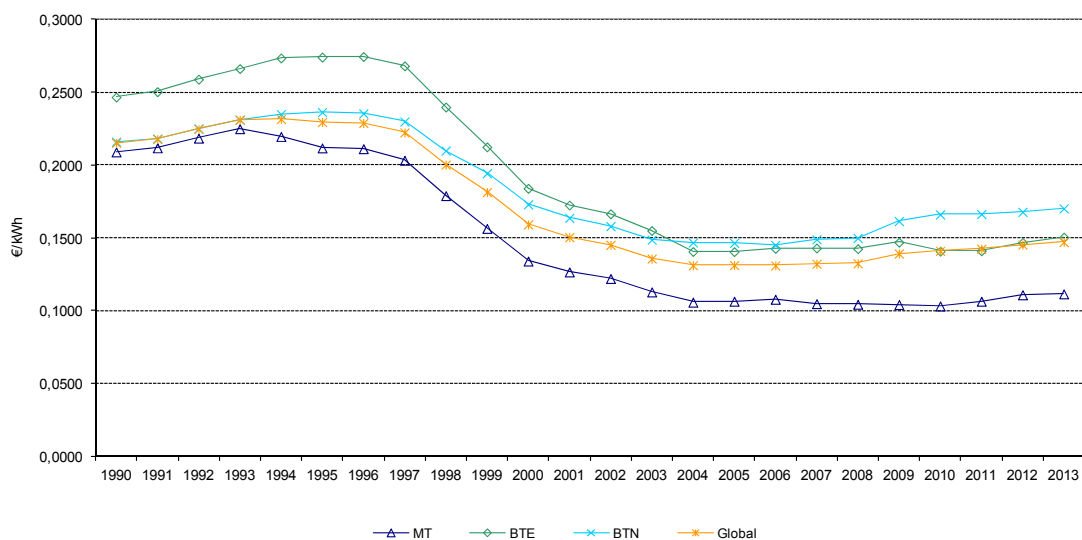
**Figura 7-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
(preços correntes)**



A preços constantes (Figura 7-45), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2005. Entre 1990 e 2013, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 1,6%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de 1,0%.

Em MT, os preços médios em 2013 são cerca de 53,4% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2013 são cerca de 61,0% e 78,8% dos respectivos preços médios verificados em 1990.

**Figura 7-45 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
(preços constantes de 2012)**



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	2013	Varição 2013/2002	
MT	real	100	92	87	87	88	86	86	85	85	87	91	91	-9%
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	104	112	114	14%
BTE	real	100	93	84	84	86	86	86	88	85	85	88	90	-10%
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	104	111	115	15%
BTN	real	100	94	93	93	92	94	95	102	105	105	106	108	8%
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	129	134	138	38%

7.5 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

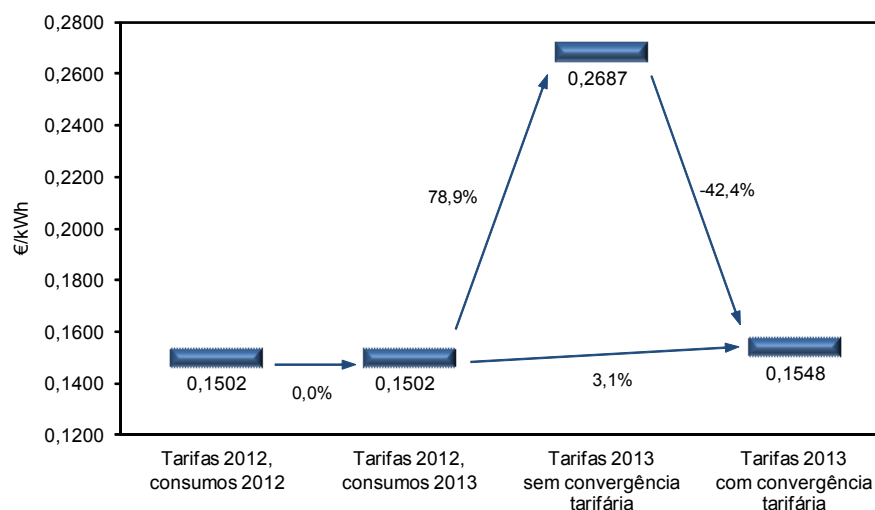
7.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 2012 E 2013

Em 2013 os preços de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam, em média, um acréscimo tarifário de 3,1%, relativamente a 2012, conforme se ilustra no Quadro 7-8 e na Figura 7-46. O preço médio apresenta uma subida de 3,1% 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 2012, consumos 2012		Tarifas 2012, consumos 2013		Tarifas 2013 sem convergência tarifária		Tarifas 2013 com convergência tarifária	
Proveitos (10 ³ EUR)	128 329		122 488		219 141		126 292	
Consumo (MWh)	854 219		815 676		815 676		815 676	
Preço médio (€/kWh)	(1)	0,1502	(2)	0,1502	(3)	0,2687	(4)	0,1548
Variação (%)			(2)/(1) = 0,0%		(3)/(2) = 78,9%		(4)/(2) = 3,1%	

Figura 7-46 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais na RAM



Variação preço médio = 3,1%

Variação tarifária = 3,1%

Esta variação tarifária pode ser representada pela evolução de quatro estados, a saber:

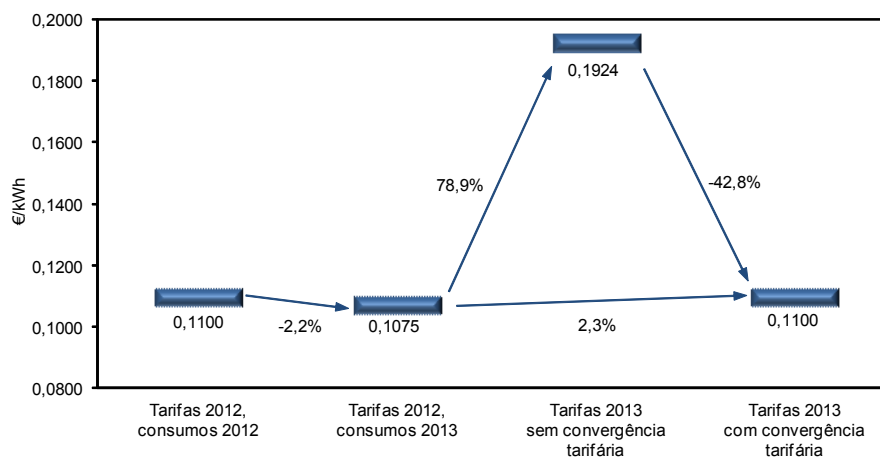
- Preço médio publicado em dezembro de 2011 para vigorar em 2012.

- Preço médio resultante da aplicação das tarifas em vigor ao longo de 2012 aos consumos de 2013.
- Preço médio das tarifas, em 2013, 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 2013, após convergência tarifária com as tarifas aditivas de Portugal continental.

A variação tarifária a observar pelos clientes entre 2012 e 2013 é determinada a partir do preço médio previsto para 2013 (com convergência tarifária) e do preço médio obtido por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2012 aos consumos previstos para 2013.

Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária entre 2012 e 2013 nos diferentes níveis de tensão (Figura 7-47 à Figura 7-50). Ocorreram variações por nível de tensão de: 2,3% em MT, 4,6% em BTE, 4,5% para clientes em BTN com potências contratadas superiores a 20,7 kVA e 2,5% para os clientes em BTN com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA.

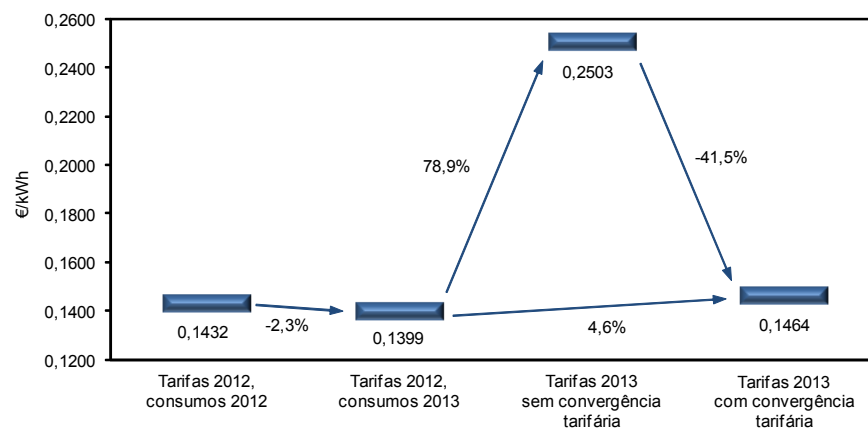
Figura 7-47 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em MT na RAM



Variação preço médio = 0,1%

Variação tarifária = 2,3%

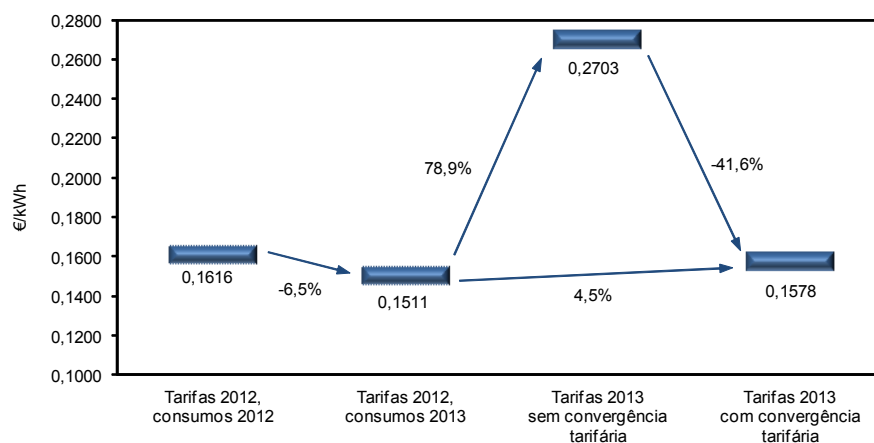
Figura 7-48 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTE na RAM



Variação preço médio = 2,2%

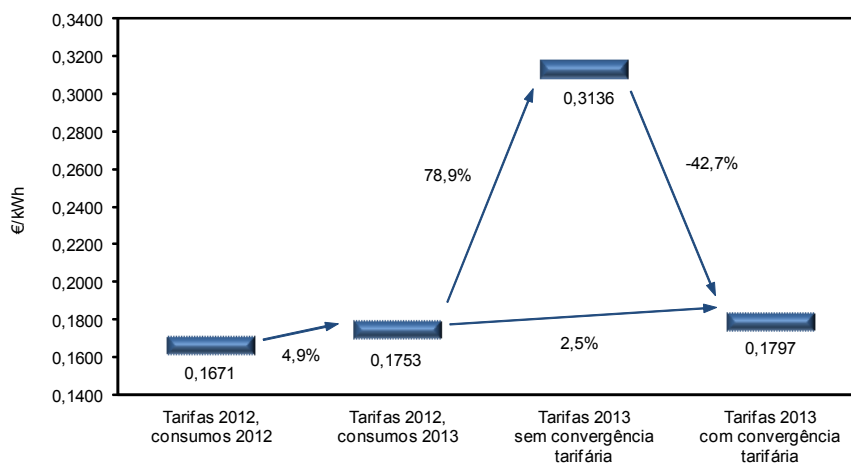
Variação tarifária = 4,6%

Figura 7-49 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN (> 20,7 kVA) na RAM



Variação preço médio = -2,3%

Variação tarifária = 4,5%

Figura 7-50 - Evolução do preço médio de Venda a Clientes Finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA) na RAM

Variação preço médio = 7,6%

Variação tarifária = 2,5%

7.5.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 1990 E 2013

A Figura 7-51 e a Figura 7-52 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2013, em termos globais e por nível de tensão, tendo-se desagregado a BT em BTE e BTN.

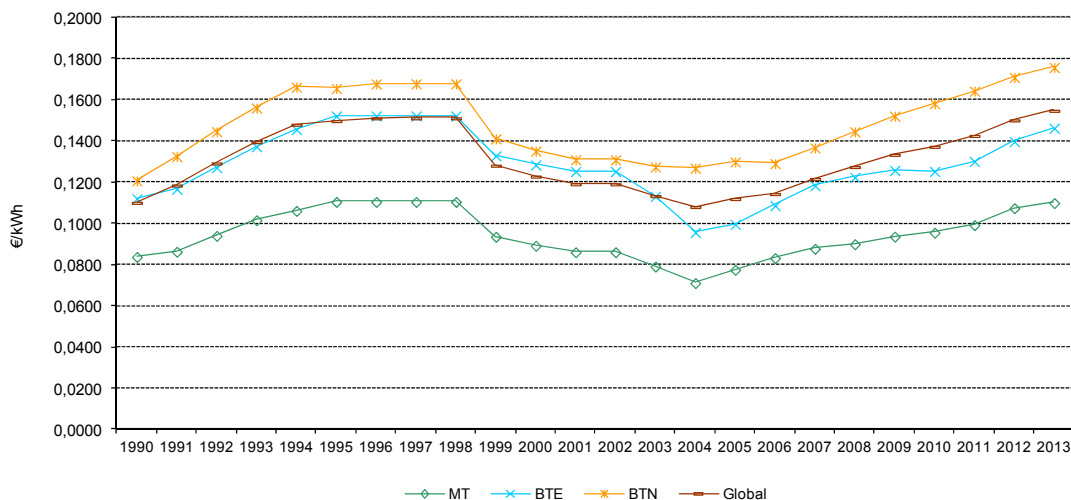
Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura de fornecimentos de 2013, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão. No entanto, o ano de 2013 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 2013, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,5%, com a BTN a registar os maiores acréscimos médios anuais e BTE e MT acréscimos médios anuais mais moderados (1,6%, 1,2% e 1,2%, respetivamente), a preços correntes.

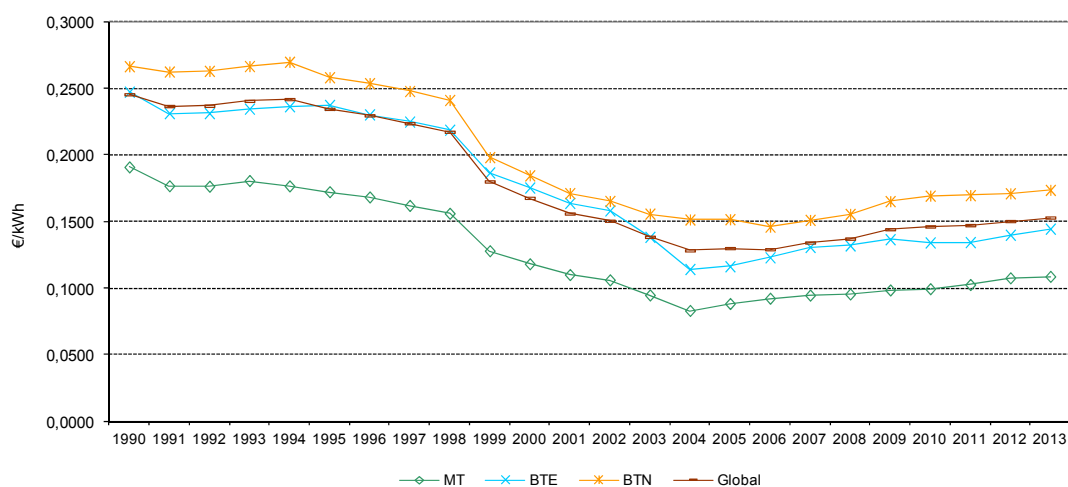
Figura 7-51 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços correntes)



A preços constantes (Figura 7-52), entre 1990 e 2013, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de 2,0%, sendo o valor de 2013 cerca de 62% do valor verificado em 1990.

Os preços médios de MT, em 2013, encontram-se 56,9% abaixo dos verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2013 são cerca de 58,4% e 65,2% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-52 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM por nível de tensão (preços constantes de 2012)



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	2013	Varição 2013/2002
MT	real	100	89	78	83	87	89	90	93	94	97	101	102	2%
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	115	125	128	28%
BTE	real	100	87	72	74	78	83	83	86	85	85	88	91	-9%
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	104	112	117	17%
BTN	real	100	94	92	92	88	91	94	100	102	103	103	105	5%
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	125	131	134	34%

7.6 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

Na Figura 7-53 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental, da RAA e da RAM de 2012 e de 2013. Estes preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para 2013. Assim, a evolução entre 2012 e 2013 corresponde à variação tarifária em cada região.

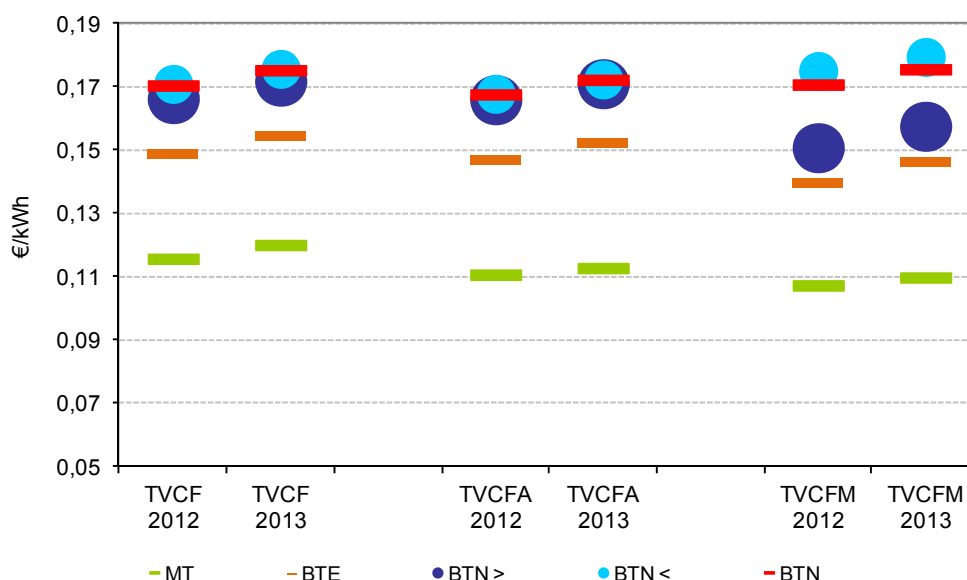
Importa referir que os preços médios de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, apresentados nas figuras supracitadas, resultam da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em 2012 e 2013 à estrutura de consumos do Continente e de cada Região Autónoma.

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 7-54 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.

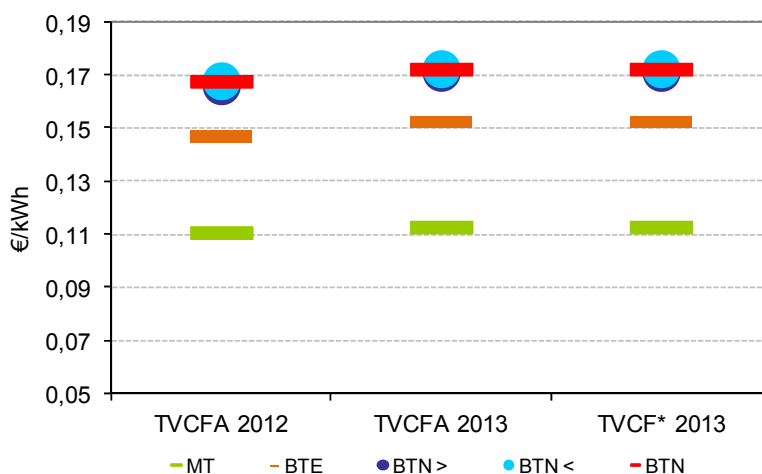
Figura 7-53 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM, em 2012 e 2013



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 7-54 e na Figura 7-55 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 7-54 - 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

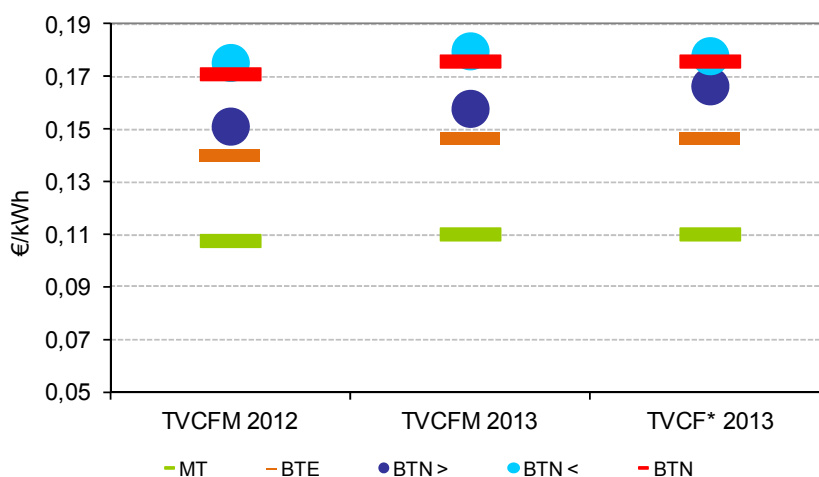


Legenda:

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 7-55 - 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 2013.

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 2013

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 de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia elétrica e em 2013 atingem 1,6 mil milhões de euros²⁵.

O valor líquido com os custos de política energética e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de 2012 atingem 2,6 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 de natureza ambiental.
- Custos com os terrenos afetos ao domínio público hídrico (amortização e remuneração).
- Custos com mecanismo de Garantia de Potência.
- 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.

²⁵ Custos de política energética e de interesse económico geral (2 588 milhões de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (77 milhões de euros) + Alisamento do sobrecusto da PRE (-951 milhões de euros) + Diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC (- 150 milhões de euros) + Diferimento excepcional do ajustamento de 2012 do sobrecusto CAE (- 13 milhões de euros).

- 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.
- 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 2013 totalizam 76,6 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 2011 e a 2012, 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.
- Sobreproveito 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 2013, o diferimento da parcela de acerto dos CMEC e o diferimento excepcional do ajustamento de 2012 do sobrecusto CAE, totalizam -950,8 milhões de euros, -149,8 milhões de euros e 13,3 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. 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 de natureza Ambiental são pagos nas tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso das Redes de Transporte.

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.

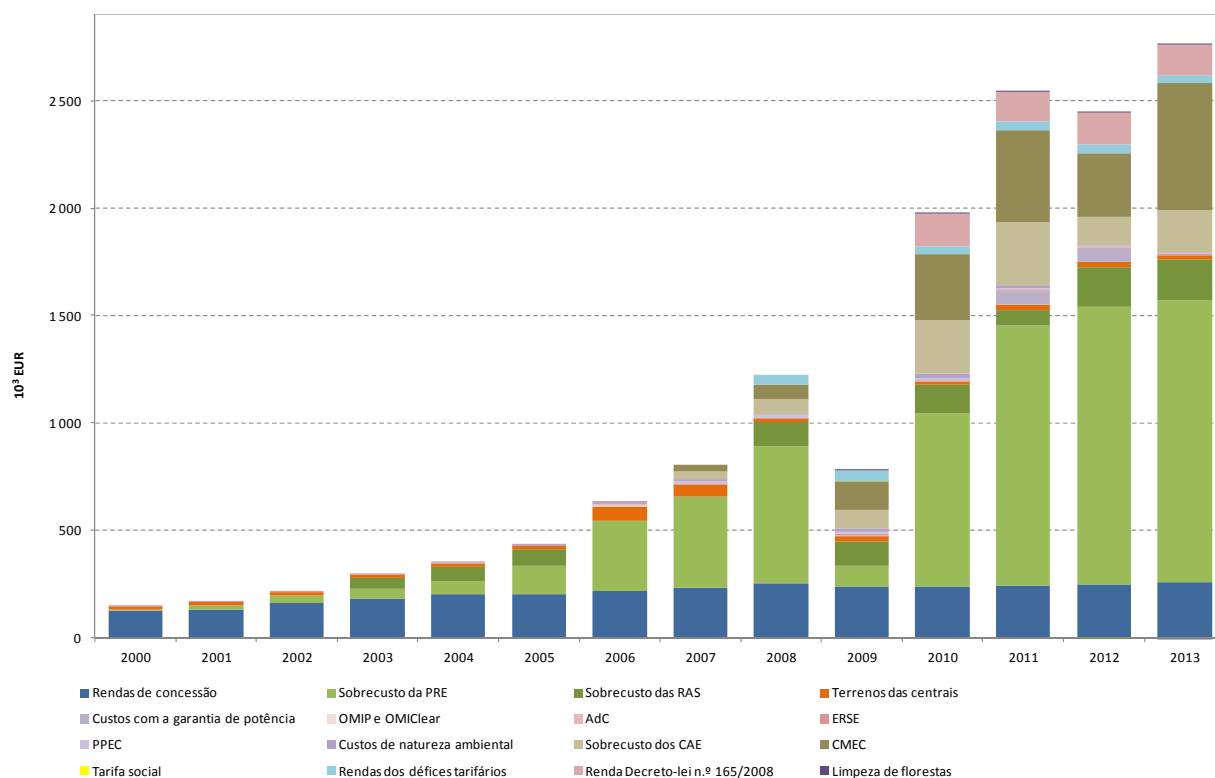
Quadro 7-10 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2013

	Unidade: 10 ⁶ EUR		
	2012	2013	Variação 2013/2012
Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	2 301 897	2 588 432	12,4%
Sobrecusto da PRE	1 294 540	1 312 123	1,4%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	296 250	591 321	99,6%
Sobrecusto dos CAE	133 631	191 286	43,1%
Rendas de concessão da distribuição em BT	248 231	257 059	3,6%
Sobrecusto da RAA e da RAM	183 429	190 189	3,7%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	20 300	19 776	-2,6%
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 963	19 448	-2,6%
Custos de natureza ambiental	151	420	177,2%
Terrenos das centrais	23 525	21 414	-9,0%
Custos com a garantia de potência	60 426	-35 823	-159,3%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	11 500	11 500	0,0%
ERSE	5 112	5 113	0,0%
Gestão das faixas de combustível	4 200	4 200	0,0%
OMP e OMClear	232	0	
Autoridade da Concorrência	407	406	-0,2%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	488 140	76 641	
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	148 142	140 466	
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	110 174	104 457	
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	37 968	36 009	
Medidas de sustentabilidade de mercados	350 307	-62 935	
Diferencial extinção TVCF	1 004	13 297	
Sobreproveito	-5 249	-10 590	
Tarifa social	-6 064	-3 597	
Alisamento dos custos da PRE	-939 005	-950 766	
Alisamento do sobrecusto da PRE	-939 005	-950 766	
Diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC	-141 480	-149 825	
Diferimento excepcional do ajustamento de 2012 do sobrecusto CAE		-13 317	
Total	1 709 552	1 551 165	-9,3%

Da análise do quadro anterior, conclui-se que o sobrecusto da PRE é a componente com maior impacto 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 7-56 - Evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas desde 1999



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 continental²⁶.

²⁶ 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 2013

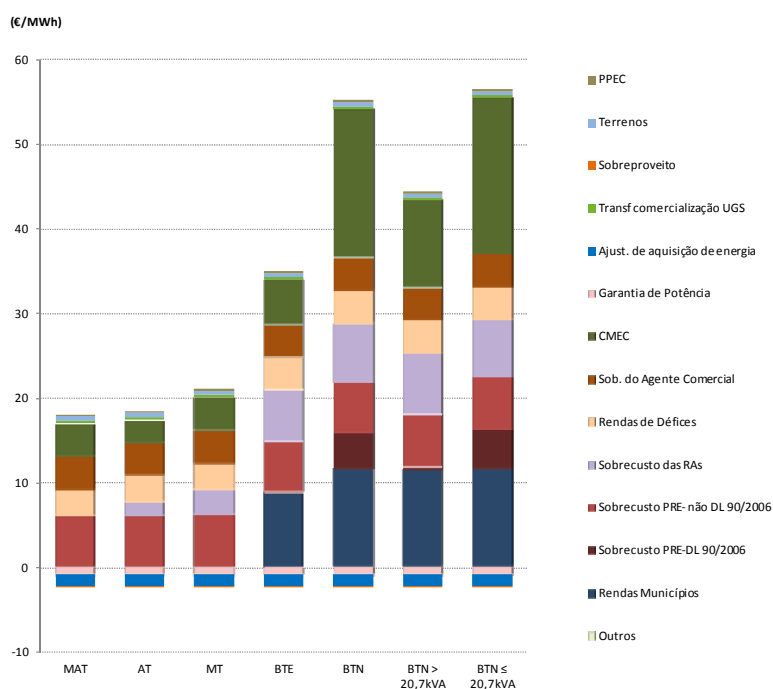
	2013
Custos de política energética e de interesse geral	41,4%
Sobrecusto da PRE	21,0%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	9,5%
Sobrecusto dos CAE	3,1%
Rendas de concessão da distribuição em BT	4,1%
Sobrecusto da RAA e da RAM	3,0%
Custos com a garantia de potência	-0,6%
Rendas dos 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	1,2%
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	2,2%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-1,0%
Diferencial extinção TVCF	0,2%
Sobreproveito	-0,2%
Tarifa social	-0,1%
Alisamento dos custos da PRE	-15,2%
Alisamento do sobrecusto da PRE	-15,2%
Diferimento excepcional da parcela de acerto dos CMEC	-2,4%
Diferimento excepcional do ajustamento de 2012 do sobrecusto CAE	-0,2%
Total	24,8%

7.7.2 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL EM 2013

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). Estes custos são, na sua quase totalidade, determinados no âmbito da legislação em vigor.

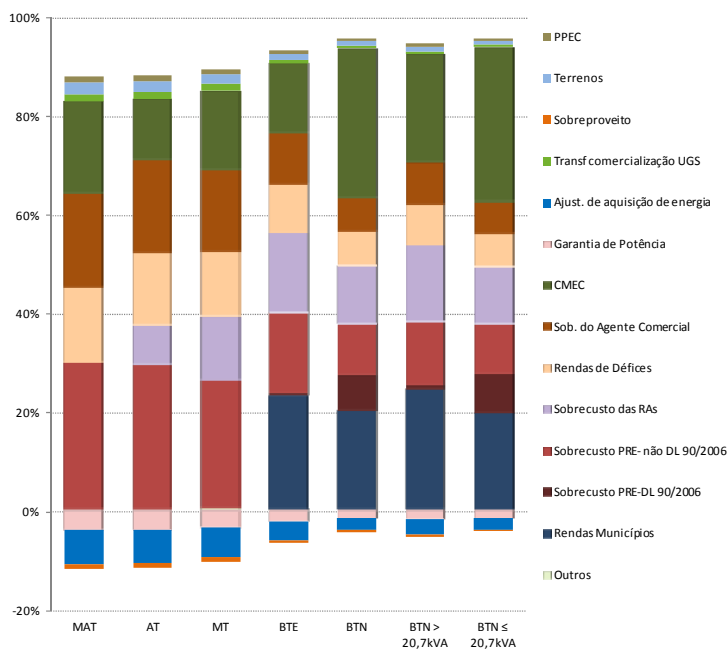
Na Figura 7-57 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2013, destacam-se as seguintes parcelas: os sobrecustos da produção em regime especial, os encargos com os CMEC, o sobrecusto do CAE, os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, as rendas dos défices, as rendas pagas aos Municípios e a parcela da sustentabilidade que engloba os desvios dos custos de aquisição de energia incorridos pelo comercializador de último recurso, referentes aos anos 2011 e 2012.

Figura 7-57 - Preço médio dos custos de interesse económico geral em 2013, decomposto por componente



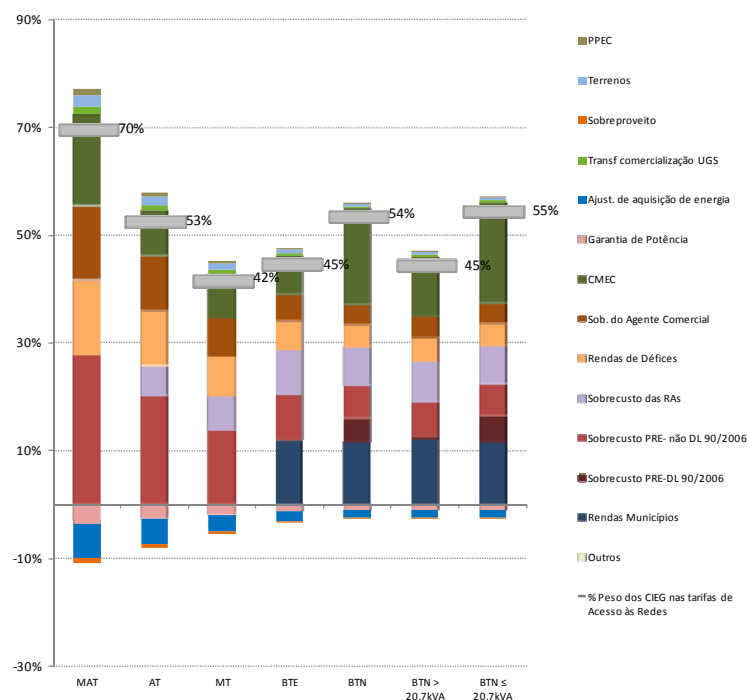
Na Figura 7-58, apresenta-se a estrutura do preço médio dos CIEG para cada nível de tensão.

Figura 7-58 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2013



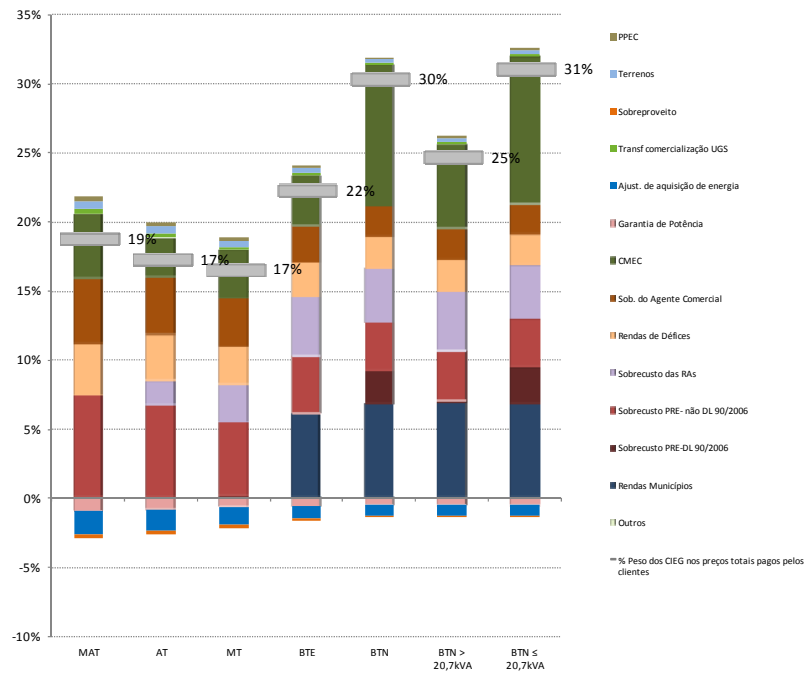
Na Figura 7-59 e na Figura 7-60, apresenta-se, para cada nível de tensão, o impacto dos CIEG na tarifa de Acesso e nos preços totais pagos pelos clientes, respetivamente. Presentemente verifica-se que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes são CIEG.

Figura 7-59 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes



Nos preços pagos em 2013 pelos clientes, estima-se que os CIEG apresentem um peso entre 17% em MT a 31% em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA.

Figura 7-60 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes



ANEXOS

ANEXO I
SIGLAS

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	Direcção Regional do Comércio, Indústria e Energia
ECOM	Efficiency measurement of Construction, Operation and Maintenance
EDA	EDA - Electricidade dos Açores, S.A.
EDIA	Empresa de Desenvolvimento de Infraestruturas do Alqueva, S.A.
EDP Distribuição	EDP Distribuição - Energia, S.A.
EEM	EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euro

SIGLAS	DEFINIÇÕES
FBCF	Formação bruta de capital fixo
FER	Fontes de Energia Renováveis
FMI	Fundo Monetário Internacional
FSE	Fornecimentos e Serviços Externos
GGs	Gestão Global do Sistema
IHPC	Índice Harmonizado de Preços ao Consumidor
INE	Instituto Nacional de Estatística
IP	Índice de Preços Implícito no Consumo Privado
IPC	Índice de Preços no Consumidor
ISP	Imposto sobre Produtos Petrolíferos
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MAT	Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
MF	Ministério das Finanças
MFAP	Ministério das Finanças e da Administração Pública
ML	Mercado Liberalizado
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
NT	Níveis de Tensão de MAT, AT e MT
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques
OMI Clear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, SA
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SA
ONI	ONI SGPS, S.A.
PAR	Plano de Apoio à Reestruturação
PEC	Programa de Estabilidade e Crescimento
PIB	Produto Interno Bruto
POC	Plano Oficial de Contabilidade
PNAC	Plano Nacional para as Alterações Climáticas
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão

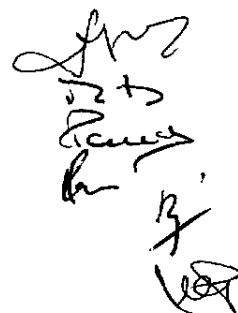
SIGLAS	DEFINIÇÕES
PPC	Paridade de Poder de Compra
PPDA	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental
PPEC	Plano de Promoção de Eficiência no Consumo
PQA	Power Quality Analyser
PRE	Produção em Regime Especial
PSTN	Public Switched Telephone Network
PT	PT Comunicações, S.A.
QAC	Quantidade anual contratual
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
RARI	Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações
RA's/RAS	Regiões Autónomas
RD	Rede de Distribuição
REN	REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RND	Rede Nacional de Distribuição de 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

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 2013
- Estrutura tarifária do setor elétrico em 2013
- Ajustamentos referentes a 2011 e 2012 a repercutir nas tarifas de 2013
- Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector elétrico para 2013

ANEXO III
PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA
E OUTROS SERVIÇOS EM 2013”



Parecer sobre

“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2013”

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) foi criada pelo Decreto-lei n.º 97/2002, de 12 de abril, que dispôs sobre a organização e funcionamento do Conselho Tarifário¹ (CT) “(...) *órgão consultivo específico para as funções da ERSE relativas a tarifas e preços.*”²

Embora a 25 de setembro de 2012 tenha sido publicado o Decreto-lei n.º 212/2012, contendo os novos estatutos da ERSE, o conselho constituído ao abrigo do diploma revogado deve manter-se em exercício até que, nos termos legalmente previstos, seja constituído novo Conselho Tarifário e respetivas secções.

Ao Conselho Tarifário compete, através das suas secções especializadas - sector elétrico 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.

Atendendo aos prazos fixados por lei e regulamento³ para a fixação de tarifas do ano seguinte o Conselho de Administração da ERSE enviou ao Conselho Tarifário⁴ o documento contendo a “*Proposta de Tarifas e Preços para Energia Elétrica e Outros Serviços em 2013*”⁵ cabendo ao CT emitir parecer no prazo de 30 dias.

O Conselho reuniu com a ERSE para esclarecimentos complementares sobre a proposta em 30 de outubro e, a solicitação do CT, foi ainda disponibilizado um documento intitulado “*Medidas mitigadora de tarifas 2013*”, a 31 de outubro. Anteriormente, tinha já sido disponibilizado pela ERSE o documento intitulado “*Relatório sobre a Qualidade de Serviço em Portugal Continental*”.

Posto o que, a Secção do Sector Elétrico do Conselho Tarifário emite o seguinte parecer:

¹ Doravante abreviado por CT.

² Cf. artigo 45º dos Estatutos anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

³ Regulamento Tarifário conjugado com o n.º 2 do artigo 48º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002.

⁴ Cf. Ref.: E-Técnicos/2011/429/AT/ao, de 17 de Outubro de 2010.

⁵ Que pode, doravante, ser abreviadamente designado apenas por “*documento*” ou “*proposta*”.

[Handwritten signatures and initials]

“ PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS E OUTROS SERVIÇOS EM 2013 ”

NOTAS PRELIMINARES

1. A proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013 insere-se no contexto do período regulatório e parâmetros que foram fixados para 2012-2014, mantendo-se em Portugal a situação de ajuda externa e de recessão económica.
2. A proposta tem em consideração um conjunto de iniciativas legislativas aprovadas este ano e integra, adicionalmente, no cálculo das tarifas para 2013, as disposições de outros diplomas, cuja publicação deverá ocorrer brevemente (ex. despacho que determina o limite máximo de variação da tarifa social; decreto-lei que determina o diferimento dos ajustamentos anuais dos custos relativos à parcela de acerto dos CMEC e dos sobrecustos dos CAE, entre outros).
3. O CT tem presente, ainda, que processo de extinção das tarifas reguladas aos consumidores em baixa tensão normal (BTN) possui como calendário de extinção das tarifas reguladas:
 - 1 de julho de 2012 para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA;
 - 1 de janeiro de 2013 para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.Datas após as quais, serão aplicadas tarifas transitórias a todos os consumidores que não efetuem a mudança para um comercializador em regime de mercado. Neste sentido, a proposta apresentada contempla tarifas de Venda a Clientes finais em Portugal Continental de carácter transitório e suscetíveis de revisão trimestral, conforme estabelecido no Decreto-lei n.º 75/2012, de 26 de março.
4. Regista, ainda, o CT, que foram finalmente publicados, a 25 de setembro de 2012, os novos estatutos da ERSE, o Decreto-lei nº 212/2012, que procedeu à recomposição do Conselho Tarifário, recomposição esta que se impunha há já alguns anos, como recorrentemente alertado por este Conselho.
5. Contudo, estando precisamente em curso o processo tendente à designação dos novos membros após o que poderá o novo conselho entrar em funções, coube ao conselho designado que se mantém em exercício receber, nos termos da lei, a proposta de tarifas, apresentada pela ERSE a 15 de outubro e proceder à sua apreciação, bem como à emissão de parecer até 15 de novembro.

Handwritten notes and signatures:
 Jus
 12/12
 P. Reis
 A. R. J.
 [Signature]

I
GENERALIDADE

A - 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, 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, com particular incidência nos consumidores de BTN, e em 2013 atingem o valor total de cerca de 2,65 mil milhões de euros⁶, retomando a sua trajetória histórica ascendente, com variação de 15% face ao ano anterior.
- A evolução dos CIEG's e das medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados, nos 3 últimos anos, de acordo com os documentos apresentados pela ERSE, é a seguinte:

Unidade: 10³ EUR

	Proposta de 2011			Proposta de 2012		
	2011	2012	Variação 2012/2011	2012	2013	Variação 2013/2012
Custos de política energética, ambiental ou de Interesse económico geral	2 406 301	2 298 842	-4,50%	2 301 897	2 646 666	15,00%
Sobrecusto da PRE	1 214 040	1 294 746	6,60%	1 294 540	1 349 335	4,20%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	427 550	304 318	-28,80%	296 250	613 960	107,20%
Sobrecusto dos CAE	299 839	121 891	-59,30%	133 631	189 939	42,10%
Rendas de concessão da distribuição em BT	240 740	248 231	3,10%	248 231	257 059	3,60%
Sobrecusto da RAA e da RAM	69 240	182 039	162,90%	183 429	184 809	0,80%
Rendas dos défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	19 769	20 300	2,70%	20 300	19 776	-2,60%
Sobrecusto das RAA e da RAM referente a 2006 e 2007	19 441	19 963	2,70%	19 963	19 448	-2,60%
Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	6 789	735	-89,20%	151	420	177,20%
Terrenos das centrais	24 205	23 525	-2,80%	23 525	21 434	-9,00%
Custos com a garantia de potência	62 814	62 169	-1,00%	60 426	-30 712	-150,80%
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	11 500	11 500	0,00%	11 500	11 500	0,00%
ERSE	6 399	5 112	-20,10%	5 112	5 113	0,00%
Gestão das faixas de combustível	3 567	3 675	3,00%	4 200	4 200	0,00%
OMIP e OMIClear	0	232	n.a.	232	0	0,00%
Autoridade da Concorrência	409	407	-0,40%	407	406	-0,20%
Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-365 492	487 944		488 140	19 827	
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	140 881	147 949		148 142	140 623	
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	104 830	110 174		110 174	104 457	
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	36 051	37 774		37 968	36 167	
Medidas de sustentabilidade de mercados	-445 870	350 260		350 307	-117 174	
Diferencial extinção TVCF	-2 467	1 003		1 004	11 317	
Sobreprovento	-53 729	-5 249		-5 249	-11 343	
Tarifa social	-4 308	-6 019		-6 064	-3 597	
Allisamento dos custos da PRE	-180 806	-938 975		-939 005	-946 396	
Diferimento excecional da parcela de acerto dos CMEC	0	-141 480		-141 480	-149 602	
Diferimento excecional do ajustamento de 2012 do sobrecusto CAE					-13 330	
Total	1 860 003	1 706 331	-8,30%	1 709 552	1 557 166	-8,90%

Fonte: ERSE

⁶ 2,8 mil milhões se consideradas as rendas da dívida de 2009 criadas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Handwritten signatures and initials:
 J. J. J.
 P. P.
 R. R.
 L. L.

3. A habitual ordem relativa de grandeza mantém-se inalterada: com peso preponderante os sobrecustos associados à PRE, seguindo-se os CMEC's, as rendas de concessão em BT, os sobrecustos dos CAE e da convergência das regiões autónomas.
4. O valor líquido a considerar na fixação de tarifas (1,56 mil milhões de euros), representando uma redução de 8,9% dos CIEG's, contempla 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 quinzenal definido no artigo nº 73-A do Decreto-Lei nº 78/2011, de 20 de Junho⁷.
 - Diferimento excecional da parcela de acerto dos CMEC de 2011 por aplicação de decreto-lei, ainda não publicado⁸.
 - Diferimento do ajustamento previsional de 2012 do sobrecusto dos CAE por aplicação do decreto-lei, ainda não publicado⁹.
5. Estas três medidas resultam, assim, num adiamento de 1109 milhões de euros dos custos a imputar, na sua ausência, ao exercício de 2013. Correspondem, por outro lado, a um avolumar da dívida tarifária que os consumidores, caso não sejam oportunamente adotadas medidas alternativas, terão de suportar com os respetivos juros associados.
6. Neste particular, o CT enfatiza que a dívida tarifária aumenta 823 milhões de euros, apesar da inclusão, nas tarifas de 2013, de 724 milhões de euros de amortização e juros da mesma, conforme quadro síntese:

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2012	Juros 2013	Amortização 2013	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2013	Saldo em dívida em 2013
Total	2 853 599	109 089	614 542	723 631	3 676 804

Fonte: "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013", pág. 18

7. Apesar da informação da ERSE sobre as medidas mitigadoras não ser completamente elucidativa, nomeadamente na incidência temporal, constata o CT que foram anunciadas ou mesmo concretizadas medidas legislativas, tendentes a minorar os encargos dos CIEG com impacto já nas tarifas de 2013, em cerca de 150 milhões de euros. Sem prejuízo de

⁷ Esta transferência intertemporal no montante de 946 milhões de euros é remunerada à uma taxa de juro de 5.87%. A anuidade do alisamento considerada nas tarifas em 2012 é de 330 milhões de euros.

⁸ Num montante de 150 milhões de euros.

⁹ Num montante de 13 milhões de euros.

algumas medidas ainda carecerem dos respetivos diplomas legais, é possível identificar com alguma segurança as seguintes ordens de grandeza:

- 1) Alteração da taxa de juro aplicada nos CMEC de 7,55% para 5,00% redução de 13 milhões de euros, de que se aguarda publicação;
 - 2) Novo regime de garantia de potência, redução de 91 milhões de euros em 2013, Portaria n.º 139/2012, de 14 de maio e Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto;
 - 3) Novos termos da tarifa de referência do regime remuneratório aplicável às instalações de cogeração, no montante de 48 milhões de euros, Portaria n.º 140/2012, de 14 de maio.
8. Igualmente foi considerada a reversão para as tarifas do setor elétrico de 80% das receitas dos leilões de licenças de CO₂, no montante exetável de 204 milhões de euros¹⁰, situação que o CT saúda.
9. Finalmente, na Proposta estão identificados 222,1¹¹ milhões de euros como o valor global de medidas mitigadoras, o que pressupõe um valor adicional de 18,1 milhões de euros para além do mencionado no ponto anterior. Recomenda o CT a explicitação desta diferença.
10. Além da insignificativa expressão da renegociação do sobrecusto dos CMEC's, o CT sublinha, adicionalmente, que a proposta é omissa quanto às medidas de intervenção no sobrecusto da PRE-FER (para além do alisamento quinquenal disposto no DL 78/2011). Tendo em conta que se trata da maior fatia dos CIEG's, não pode deixar de se considerar surpreendente essa omissão, dadas as diversas referências públicas a um acordo com a associação representativa dos interesses do setor respetivo.
11. Não pode, assim, deixar o CT de enfatizar a desproporção entre as medidas de redução de encargos anunciadas e razoavelmente previsíveis (*150 milhões de euros*), e as medidas legislativas de (*mero*) diferimento de um montante substancial dos CIEG's (*1109 milhões de euros*).
12. Estando o CT ciente de vários atos legislativos concretizados, aprovados em sede de Conselho de Ministros ou anunciados que incidem sobre os CIEG's (não só em 2013 mas também nos anos subsequentes) que tanto tem condicionado a evolução das tarifas na última década, seria muito útil para os agentes do setor, em particular para os consumidores, uma clara explicitação de como se pretende assegurar a eliminação da dívida até 2020 e a sustentabilidade do sector.

¹⁰ Legislação que aguarda publicação.

¹¹ Pagina 50 do documento "Proveitos permitidos das empresas reguladas do sector elétrico em 2013"

[Handwritten notes and signatures]

B - LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO

1. O CT continua a expressar a sua preocupação quanto às condições de liberalização uma vez que se esta ocorrer em condições insatisfatórias do ponto de vista das forças concorrenciais prejudica os consumidores finais.
2. O CT entendeu e mantém a recomendação no sentido de que a ERSE enfatize e contribua para a análise do nível de concorrência efetivo no setor, com vista a assegurar um elevado nível de concorrência em ação conjunta, se for o caso, com o Regulador para a Concorrência (Autoridade da Concorrência).

II

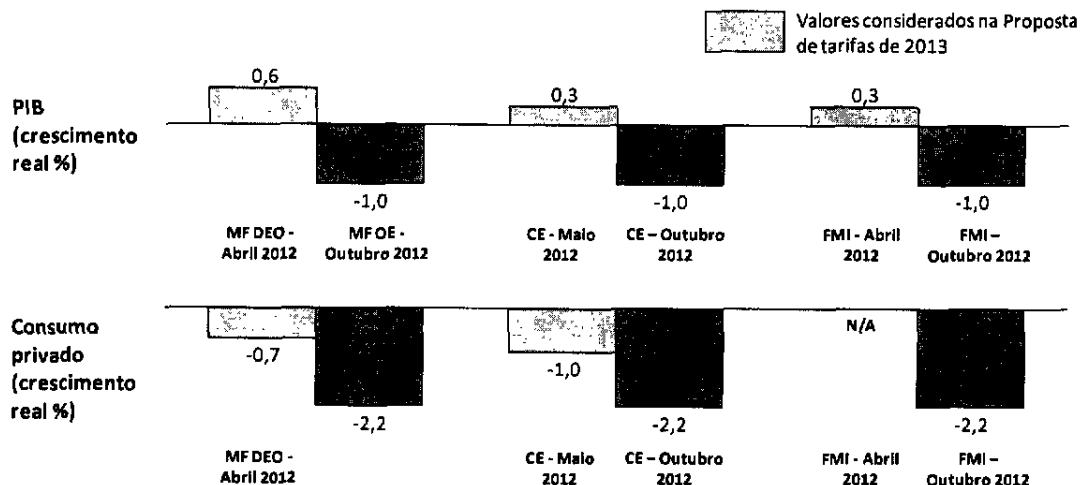
ESPECIALIDADE

II/A - Evolução do Consumo e dos Clientes

1. As previsões de consumo de energia elétrica assentam sobre a perspetiva de evolução da economia, socorrendo-se normalmente para esse efeito a dois indicadores macroeconómicos: PIB e Consumo Privado.
2. O CT constata que a ERSE utilizou estes indicadores macroeconómicos baseados em previsões do 1.º semestre, e que os mesmos se encontram desajustados para o próximo ano face aos apresentados na Proposta de Orçamento de Estado para 2013, como se pode verificar na Figura 1, que reviu em baixa as projeções do PIB e do Consumo Privado, com uma repercussão direta em menores consumos de energia elétrica.
3. Concretamente, as previsões constantes da Proposta de Orçamento de Estado para 2013 apontam para quebras do PIB de 3% em 2012 e de 1% em 2013, aliadas a diminuições do consumo privado de 5,9% em 2012 e de 2,2% em 2013.

Handwritten notes and signatures:
 JM
 12/1
 P...
 M...
 13/1
 WPT

FIGURA 1 – Principais indicadores macroeconómicos para 2013



Fonte: Documentos da ERSE, OE e FMI

4. Neste sentido, as projeções de consumo de 2012 e 2013 efetuadas pela ERSE encontram-se desajustados face aos indicadores apresentados na Proposta de Orçamento de Estado para 2013, pelo que o CT aconselha a sua atualização.

II A.1. - Evolução dos consumos

1. O Conselho Tarifário reafirma, uma vez mais, a necessidade da ERSE realizar previsões apoiadas em dados mais recentes, evitando-se deste modo desvios a recuperar posteriormente, acrescidos de juros.
2. Os valores propostos pela ERSE para o consumo de eletricidade em Portugal Continental nos anos 2012 e 2013 parecem assim ser demasiado otimistas.
3. Com efeito, para o consumo referido à emissão, o nível apresentado pela ERSE para 2012 implicaria uma quebra de 2,2% face ao valor real de 2011. De acordo com a previsão de outubro da REN, o referido valor no final de 2012 aponta para um decréscimo de 2,9% em relação ao período homólogo.
4. Verifica-se que este otimismo tem sido visível nas previsões da ERSE nos últimos anos, situando-se sistematicamente acima dos valores ocorridos e das projeções das empresas, contribuindo deste modo para a existência de desvios não explícitos nas tarifas de energia elétrica, prejudiciais aos interesses dos consumidores e das empresas.

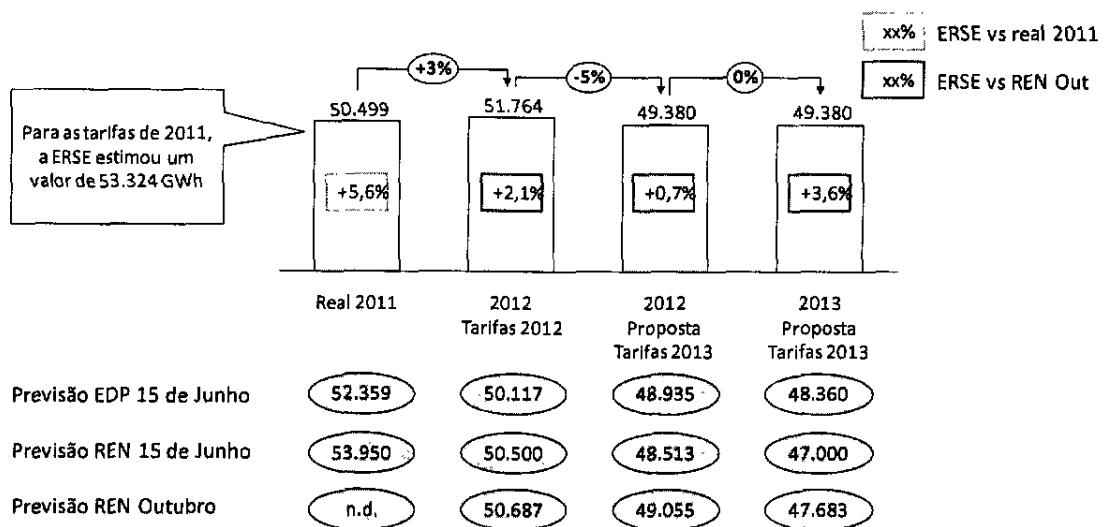
Em 2011, por exemplo, o valor real de consumo referido à emissão foi 5,6% inferior face ao valor considerado nas tarifas.

Handwritten notes:
 AS
 2012
 2013
 R
 R
 R

Para as tarifas de 2012, embora tendo disponível previsões das empresas que apontavam para um decréscimo do consumo significativo para este ano reforçadas por previsões da REN de outubro de 2011, a ERSE entendeu não atender a esta informação, tendo considerado um valor de consumo referido à emissão que se situava já 2,1% acima daquela previsão da REN, que agora e passado um ano está a corrigir

Para 2013, a ERSE mantém a previsão de consumo no nível de 2012, em contradição com as mais recentes perspetivas de nova quebra no PIB e no Consumo Privado.

FIGURA 2 – Evolução do Consumo referido à emissão entre 2011 e 2013

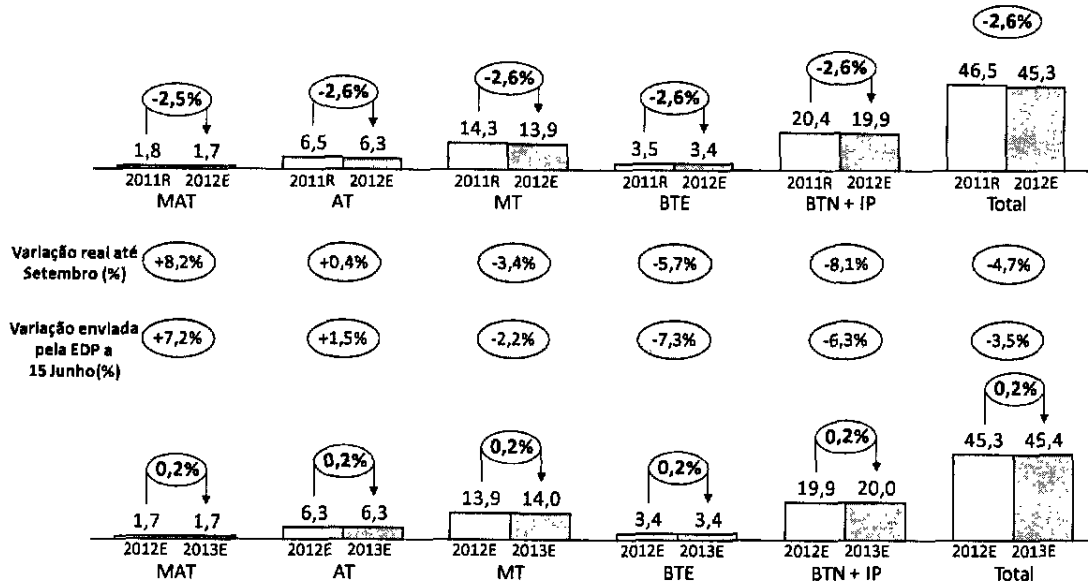


Fonte: Documentos da ERSE de caracterização da procura de energia elétrica em 2011, 2012 e 2013

5. Ao nível dos fornecimentos por nível de tensão a situação é incoerente uma vez que a ERSE prevê a mesma variação de consumo em todos os níveis de tensão face ao ano anterior, respetivamente, -2,6% para 2012 e 0,2% para 2013.

Handwritten notes and signatures:
 12/5
 R. Sousa
 P. N. J.
 [Signature]

FIGURA 3 – Previsões de fornecimentos de eletricidade aos clientes (MR+ML) para 2012 e 2013



Fonte: Documentos da ERSE de caracterização da procura de energia elétrica em 2011, 2012 e 2013

- O CT sublinha a necessidade de a ERSE ajustar o valor deste indutor, tendo em consideração as previsões macroeconómicas mais recentes e a própria informação justificada pela EDP Distribuição.

II A.2. - Evolução dos clientes

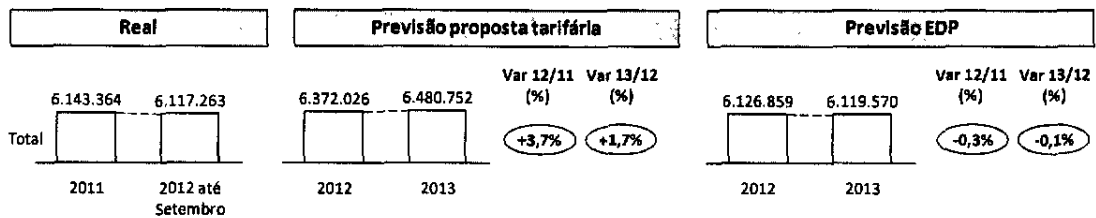
- O CT verifica que as previsões da ERSE relativamente à evolução dos clientes para 2012 e 2013 encontram-se também desajustadas face à realidade atual e às perspetivas de crescimento da situação económica.
- Na verdade, já desde 2011 que a degradação do poder de compra dos consumidores portugueses, aliada à evolução da economia, com uma clara tradução na diminuição do Consumo Privado, registou um abrandamento do crescimento do número médio de clientes, com 0,1% de acréscimo face a 2010, factos que durante o corrente ano se têm vindo a agravar e que se antevê que perdurem durante 2013, e que estavam presentes na evolução prevista pela EDP Distribuição ao apontar decréscimos de 0,3% e 0,1%, respetivamente, para 2012 e 2013.

No entanto, a ERSE não partilha desta perspetiva considerando que o mercado total vai crescer 3,7% em 2012 e 1,7% em 2013.

[Handwritten signatures and initials]

Tomando como referência o número de clientes registado no final de setembro último, para que se conseguisse atingir o número médio de clientes estimado pela ERSE para 2012, teríamos que chegar ao fim de 2012 com cerca de mais 500 mil clientes.

FIGURA 4 – Clientes de eletricidade, valores médios anuais



Fonte: Documentos da ERSE de caracterização da procura de energia elétrica em 2011, 2012 e 2013

3. Nesse sentido, o CT alerta a ERSE para a revisão do número médio de clientes.

II/B - Financiamento de desvios

1. Na proposta tarifária para 2013, a ERSE propõe aplicar em 2012, para financiamento dos ajustamentos tarifários, uma taxa que corresponde à Euribor a 12 meses acrescida de um *spread* de 1,50 p.p., o que representa uma taxa de financiamento de 2,78% para os ajustamentos de 2012 e 4,01% para os ajustamentos de 2011. Quando comparado com o *spread* aplicado aos ajustamentos de 2011 de 2,00 p.p., o valor proposto pela ERSE para 2012 reflete um decréscimo de 50 p.b. .
2. No que tange às empresas reguladas das Regiões Autónomas a proposta tarifária apresentada pela ERSE para 2013, também propõe aplicar em 2012, para financiamento dos ajustamentos tarifários, uma taxa que corresponde à Euribor a 12 meses acrescida de um *spread* de 1,50 p.p. . Saliente-se, que quando comparado com o *spread* aplicado aos ajustamentos de 2011 das RA's de 2,50 p.p., o valor proposto pela ERSE para 2012, no caso das Regiões Autónomas, reflete um decréscimo de 100 p.b., decréscimo superior em 50 p.b., ao verificado nas empresas reguladas do Continente.
3. Note-se, que no ano transato, no processo de definição de tarifas para o ano de 2012, e considerando as maiores dificuldades enfrentadas por as empresas reguladas das Regiões Autónomas na obtenção de financiamento, a ERSE fixou *spreads* distintos, a aplicar aos ajustamentos tarifários para o ano de 2011, nas empresas do Continente e nas empresas das regiões, de 200 p.p. e 250 p.b., respetivamente.

[Handwritten signatures and initials]

4. 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. O CT não entende a argumentação apresentada pela ERSE para justificar a redução dos *spread* de 2011 para 2012¹². Acresce que na recente fixação das tarifas de gás foi considerado um aumento do *spread* (de 200 para 250).

II/C - Proveitos permitidos

II/C1 - REN *Trading*

II/C1.1 - Custos com a tarifa social

1. Nos termos do disposto no n.º 3 do artigo 70.º do Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, compete à ERSE estabelecer as regras necessárias, no âmbito do Regulamento Tarifário, para fazer repercutir na tarifa de uso global do sistema (Tarifa UGS) a diferença entre os encargos totais a pagar pela REN *Trading* e as receitas provenientes da venda da totalidade da energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE em vigor.
2. O financiamento da tarifa social – traduz-se num desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal aplicado aos clientes economicamente vulneráveis – e incide, nos termos do disposto no artigo 4.º do Decreto-lei n.º 138-A/2012, de 28 de dezembro, sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor.
3. Face aos mecanismos de repercussão de custos acima identificados e demais princípios vigentes na lei e normas regulatórias, o CT considera que não se encontra explicitado na proposta se existe repercussão dos custos com a tarifa social, em que montante, ou se os mesmos não foram considerados e com que justificação.

II/C1.2 - Desvios tarifários

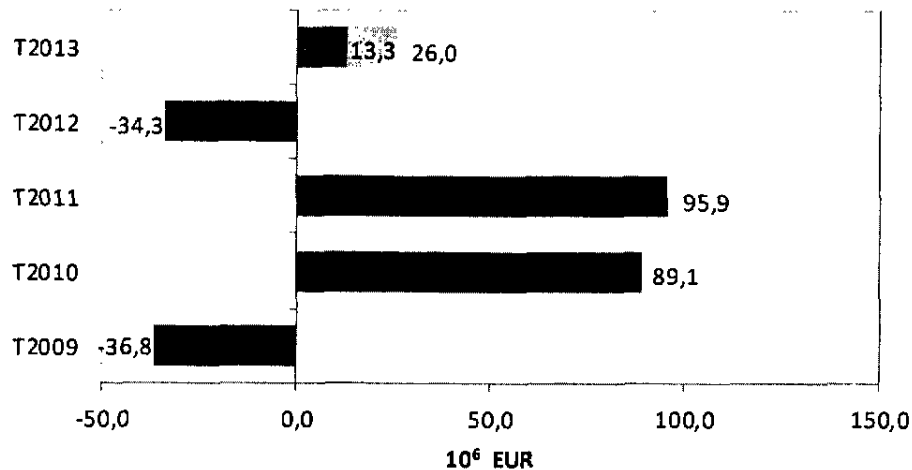
1. O Conselho tem defendido, desde sempre, a necessidade de se realizarem as melhores previsões possíveis, de forma a evitar que se gerem desvios que contribuem para a instabilidade tarifária, ao terem que ser recuperados/devolvidos mais tarde com juros.¹³ Ilustra-se abaixo a evolução destes desvios nos últimos anos:

¹² Página 5 dos “Proveitos Permitidos das Empresas Reguladas do Sector Elétrico em 2013”

¹³ Na proposta da ERSE para 2013, os proveitos permitidos relativos ao sobrecusto com os CAE aumentam cerca de 47 M€ devido aos desvios tarifários, valor que seria ainda maior caso não tivesse havido o adiamento do valor provisório referente a 2012, de 13,3 M€ de acordo com a estimativa ERSE.

Handwritten signatures and initials:
Paulo
Bj
[Signature]

Desvios tarifários incorporados nos proveitos permitidos



Fonte: Documentos de proveitos permitidos, ERSE

- Entre as previsões assumidas pela ERSE na sua proposta para 2013, salienta-se por um lado, a previsão das margens de venda, tanto da Tejo Energia como da Turbogás, superiores ao preço base OMIE em cerca de 17% e 25%, respetivamente e portanto muito acima do exequível, e por outro lado, o custo variável considerado para a Turbogás, que não é compatível com o maior peso dos arranques e das componentes fixas deste encargo no novo regime de exploração da central pelo que, de forma a evitar futuros desvios tarifários, o CT recomenda uma reanálise dos pressupostos.

II/C2 - Distribuição

- A manutenção dos valores de consumos de energia e número médio de clientes considerados na proposta originará, para 2012 e 2013, ajustamentos nos proveitos permitidos na atividade de distribuição que apenas serão recuperados com juros, dois anos depois, respetivamente, nos montantes de 129 milhões de euros e de 95 milhões de euros.¹⁴
- Conforme já mencionado no parecer do CT à Proposta de tarifas para 2012 e dos parâmetros de regulação para o período 2012-2014, ao considerar para 2012 um valor de energia distribuída 1,6 TWh acima do valor justificado pela empresa, verificar-se-á uma perda de proveitos não recuperáveis na atividade de distribuição de energia elétrica que, segundo a EDP Distribuição, será na ordem dos 15 milhões de euros em 2012 e de 17 milhões de euros em 2013.

¹⁴ Fonte: EDP distribuição.

Handwritten signatures and initials:
 J. M. V. S.
 P. A. S.
 B.
 A.
 P. A.

II/C3 – Comercialização de Último Recurso

1. Nas atividades de Comercialização e de Compra e Venda de Energia Elétrica da EDPSU, os ajustamentos reais do ano de 2011 e os ajustamentos estimados do ano de 2012 que a empresa tem vindo a suportar totalizam na proposta 463 milhões de euros¹⁵.
2. Sendo este um valor extremamente significativo é relevante que a fixação das taxas de juro reflita as condições efetivas de mercado aquando do financiamento.

II/D - Tarifas

II/D1 – Tarifas de acesso

3. No parecer do ano transato, o CT manifestou a sua preocupação com o agravamento destas tarifas, em particular pela penalização dos consumidores que efetuaram investimentos expressivos, para deslocalização de consumos para as horas de Vazio Normal (HVN) e Super Vazio (HSV).
4. As Tarifas de Acesso às Redes apresentadas na proposta da ERSE em resultado da aplicação da Portaria nº 332/2012, de 22 de outubro, contêm uma redução média para todos os períodos nas HVN e HSV de:

Evolução das tarifas de acesso 2013/2012 (%)

	Período I,IV		Período II,III	
	HVN	HSV	HVN	HSV
MAT	-11%	-11%	-11%	-11%
AT	-13%	-13%	-13%	-13%
MT	-39%	-39%	-39%	-39%
BTE	-36%	-38%	-36%	-38%
BTN>20,7 kVA	-52%		-52%	
BTN≤20,7 kVA				
Tri-Horária	-37%		-37%	
Bi-Horária	-37%		-37%	

5. O CT considera muito positiva esta reversão, entendendo-a igualmente como uma sinalização clara à gestão eficiente da procura.
6. Esta orientação, que realoca de forma diferenciada os custos dos CIEG's, deverá continuar a ser prosseguida pelos instrumentos ao dispor do Regulador, visto que se considera vital a criação das melhores condições possíveis para o aparecimento de ofertas multitarifas no mercado liberalizado, sendo uma das condições *sine qua non* para o êxito do processo de liberalização em curso.

¹⁵ Quadro 5-17 do documento "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013", pág. 136 (colunas 1 e 6)

[Handwritten signatures and initials]

II/D2 - TVCF transitórias

1. O DL 75/2012, de 26 de março, relativo ao regime de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumo em BTN, no seu artigo 4º, nº 3, determina que as mesmas serão acrescidas “*de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento, o qual visa induzir a adesão gradual às formas de contratação oferecidas no mercado*”.
2. Acrescenta, no número seguinte, que a: “*A ERSE procede, com a periodicidade mínima trimestral, (...) a atualização do fator de agravamento das tarifas transitórias, referido no número anterior, sempre que tal se justifique.*”
3. Ora, na proposta da ERSE, não é explícito qual o fator de agravamento considerado para o exercício em curso. O CT considera que é essencial para a transparência do processo uma referência periódica do fator de agravamento considerado, aliás como foi o caso na fixação das primeiras tarifas provisórias com início em Julho e respetiva atualização em Outubro de 2012 para os clientes com potência contratada $\geq 10, 35$ kVA.
4. Mais considera o CT que a determinação do fator de agravamento deveria ser objeto de metodologia e/ou fundamentação objetiva autónoma.
5. Os desígnios associados à fixação do fator de agravamento não poderão, ainda assim, alhear-se da situação económica e social dos consumidores, bem como do efetivo grau de atração que as ofertas do mercado liberalizado poderão apresentar.

II/D3 - Tarifa Social e Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE)

1. Em consonância com as preocupações estabelecidas na diretiva 2009/72/CE, compete aos estados membros definirem um quadro de efetiva proteção dos clientes que se encontram numa situação de carência socioeconómica. O governo aprovou o DL 138-A/2010, de 26 de dezembro, que estabelece as condições de aplicação de tarifas sociais de acesso e de último recurso.
2. Adota a ERSE o valor de 1,3%¹⁶ para a variação da tarifa social de venda a clientes finais em BTN, aplicável aos consumidores economicamente vulneráveis quer no Continente, quer nas regiões autónomas, para o ano de 2013.
3. Esta tarifa não está sujeita ao fator de agravamento.

¹⁶ De acordo com o Despacho nº 13596/2012, de 19 de outubro, do Senhor Secretário de Estado da Energia.

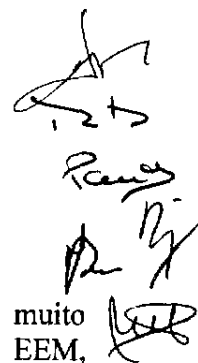
[Handwritten signatures and initials]

4. Estima a ERSE que o número de beneficiários da tarifa social seja de 300.000 consumidores em 2013. Não pode deixar o CT de salientar que o número apresentado continua muito aquém das previsões iniciais (cerca de metade), o que não deixa de ser surpreendente perante o tempo entretanto decorrido e as condições que o país atravessa, pelo que o CT sugere que a ERSE prossiga com um esforço de informação autónomo.
5. Recomenda igualmente o CT que a ERSE escrute a prática comercial dos comercializadores livres, no que diz respeito à disponibilidade da tarifa social e à aplicação do ASECE.

II/E - Regiões Autónomas

II/E1 - 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 elétrica, 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. Mais uma vez, 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 nos seus pareceres dos 2 anos transatos, a ERSE tem reconhecido de uma forma reiterada 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. Constata-se no entanto, que durante ano de 2011, 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 respetivos encargos financeiros.



5. O CT, à semelhança dos anos transatos, reconhece uma vez mais o impacto muito negativo desta situação no equilíbrio económico-financeiro da EDA e da EEM, reiterando novamente a sua recomendação de que a ERSE, no âmbito das suas atribuições, tome a iniciativa de diligenciar junto do Ministro da Economia no sentido de ser entregue ao sistema elétrico nacional, durante o ano de 2013, o montante de 50 milhões de euros em dívida, por forma, a que este fator não tenha impacto no equilíbrio económico-financeiro das empresas insulares.

II/E2 - Convergência tarifária entre as Regiões Autónomas 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 reguladas em Portugal Continental para a MAT, AT, MT e BTE, prevista no Decreto-lei n.º 104/2010 de 29 de setembro, assim como, com a publicação do Decreto-lei n.º 75/2012 de 26 de março, que estende o processo de extinção das tarifas reguladas em Portugal Continental aos clientes de BTN, originaram 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, respetivamente, 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. Refira-se, que considerando a extensão do processo de extinção das tarifas reguladas em Portugal Continental aos clientes de BTN, prevista no Decreto-lei n.º 75/2012 de 26 de março, o articulado mencionado anteriormente será modificado numa próxima revisão do Regulamento Tarifário de modo a integrar os fornecimentos em BTN.
5. Tendo em conta que em 2013 será ainda, segundo a ERSE, publicada a tarifa aditiva em Portugal Continental, para os consumos em MT, BTE e BTN, e que o histórico disponível da informação resultante do acompanhamento de preços no mercado retalhista no Continente é ainda reduzido, dificultando dessa forma a sua utilização como referencial de convergência tarifária, a ERSE considerou prudente, na proposta de tarifas para 2013, a utilização das tarifas aditivas em Portugal Continental como referencial de convergência das TVCF nos Açores e Madeira, para a totalidade dos fornecimentos em MT, BTE e BTN.

¹⁷ Cf. Artigos 130º e 133º do RT, publicado em Diário da República de 19 de agosto de 2011.

[Handwritten signatures and initials]

- O CT considera, assim, adequada a alteração da metodologia referente ao referencial de convergência, encontrando-se desta forma assegurada, em 2013, a convergência tarifária das RA's com o Continente, em termos do preço médio e por tipo de fornecimento, de acordo com o referido pela ERSE nesta proposta.
- Salienta, porém, o CT, que apesar da recomendação no parecer do ano transato, 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/E3 - Sobrecustos com a convergência tarifária

- De acordo com os gráficos apresentados pela ERSE os sobrecustos inerentes ao processo de convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e o Continente, são os seguintes:

Unidade: 10³ EUR


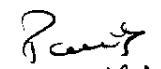


	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	T2012	T2013	Global
Custo RAA												
sobrecusto	30103	40079	48187	0	3442	83236	47342	79103	55598	112120	109982	609192
Custo RAM												
sobrecusto	24159	28402	26473	0	894	50576	38686	74198	33082	91272	94275	462017

Fonte: ERSE

Os anos de 2006 e 2007 correspondem à aplicação do Decreto-lei n.º 187/95, de 27 de julho e n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, originando uma dívida.

Neste particular, importa referir que o serviço da dívida incluído nas tarifas de 2013 é de 19 448 mil euros (juros incluídos), sendo o saldo em dívida em 2013 de 75 600 mil euros, a que acrescerão juros.

- O CT tem cientes os princípios da solidariedade e da coesão nacional com as RA embora não deva deixar de manifestar preocupação com os sobrecustos associados à convergência, com os respetivos impactes na UGS e TVCF.
- As decisões políticas de adiamento de custos no Continente por forma a conter as variações das tarifas finais pesam, de igual forma e com a mesma intensidade relativa, nos sobrecustos de convergência.
- Entende o Conselho que, atentos os referidos sobrecustos é fundamental que o regulador acompanhe a atividade das empresas reguladas e disponibilize ao CT informação mais detalhada e homogénea sobre as empresas reguladas e, designadamente, quanto à remuneração da PRE.
- O CT considera ainda que os planos de investimento relativos às Regiões Autónomas deverão, em paralelo com o que sucede com as empresas reguladas do Continente, ser remetidos à apreciação e conhecimento do Conselho.

II/E4 – Parâmetros para a aquisição eficiente do fuelóleo nas RA

1. De acordo com o estudo de 2010, intitulado “Custos de Referência e Metas de Eficiência para a aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira”, procedeu-se à definição de metas de eficiência para a EDA e EEM.
2. A decisão da ERSE foi a de não aplicação desses parâmetros regulatórios à EEM, aceitando os custos incorridos pela empresa.
3. O CT considera que os parâmetros referidos devem ser aplicados quer à EDA quer à EEM.

II/F - Qualidade de serviço

1. O CT tem vindo ao longo dos últimos anos, de forma reiterada, a valorizar a qualidade de serviço do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental e nas Regiões Autónoma numa ótica de proteção e promoção dos interesses dos consumidores.
2. A qualidade de serviço na sua tripla vertente - continuidade de serviço, qualidade de onda de tensão e qualidade de serviço comercial - constitui um dos pressupostos fulcrais do modelo regulatório em vigor e deve merecer particular atenção no quadro do processo anual de fixação de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços que deve contribuir para a melhoria permanente dos níveis de qualidade de serviço.
3. Neste contexto, o CT sinaliza positivamente a publicação pela ERSE, durante a discussão da «Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2013», do Relatório da Qualidade de Serviço do Sector Elétrico 2011, que, em conjunto com os relatórios da qualidade de serviço publicados pelas empresas reguladas, tem por objetivo caracterizar a qualidade de serviço prestada pelos operadores das redes e pelos comercializadores.
4. Da análise ao Relatório da Qualidade de Serviço do Sector Elétrico 2011, CT entende sublinhar o seguinte:
 - a) A qualidade de serviço em 2011 manteve em termos gerais a tendência de melhoria registada nos últimos anos quer em Portugal Continental, quer nas RAA e RAM;
 - b) Os padrões fixados para os indicadores gerais de continuidade de serviço foram amplamente cumpridos em 2011, justificando-se, na perspetiva da ERSE, uma revisão dos regulamentos da qualidade de serviço em vigor, com o objetivo de se instituir um referencial mais ambicioso para as empresas e aproximar os níveis de qualidade de serviço em Portugal com os verificados noutros países europeus;
 - c) Verificou-se a continuação da melhoria da qualidade, quantidade e fiabilidade da informação em virtude quer das auditorias levadas a efeito pelas empresas com o acompanhamento da ERSE, quer das inspeções realizadas pela ERSE;

[Handwritten signatures and initials]

- d) No que tange à qualidade comercial, sinaliza-se: (i) um ligeiro decréscimo no desempenho relativo ao tempo de espera no atendimento presencial, o que poderá estar relacionado com o aumento em 40% do número de atendimentos registrados; (ii) o cumprimento generalizado dos padrões, destacando-se uma diminuição, no conjunto das empresas, do número de reclamações apresentadas – de sete para seis em cada mil clientes -, verificando-se que os assuntos com maior índice de reclamação respeitam a faturação e redes e características técnicas da tensão; (iii) desempenho genericamente positivo por parte das empresas quanto à periodicidade de leituras de contadores e ao cumprimento das visitas combinadas às instalações dos clientes.
5. O CT reitera todas as suas anteriores recomendações formuladas com o objetivo das empresas reguladas de transporte e distribuição de energia elétrica continuarem a apostar na melhoria continuada da qualidade de serviço, aspeto da maior relevância para os consumidores.

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 15 de Novembro de 2012, o parecer que antecede foi votado na **GLOBALIDADE** com excepção dos pontos autonomizados para votação em separado, conforme anexos tendo sido **APROVADO POR MAIORIA**

com a seguinte votação:

CONSELHO TARIFÁRIO

ERM, com exceção dos pontos ~~IIA~~ e ~~II E3~~ cf. declaração
EDA, com exceção dos pontos I A e II E3 cf. declaração;

Votos a favor: FENALCOOP, pontos IA, IB, I D1 e I D3 cf. declaração

EDP Distribuição (RND) - voto favoravelmente na globalidade, com exceção dos pontos I-A e II/E3 conforme declaração de voto em anexo
Manuel António Rodrigues d. c. t.

EDP Distribuição (BT) - voto favoravelmente na globalidade, com exceção dos pontos I-A e II/E3 conforme declaração de voto em anexo
Manuel António Rodrigues d. c. t.

REN - voto favoravelmente na globalidade, com exceção dos pontos I-A e II/E3 conforme declaração de voto em anexo
Teresa Alexandra Neto Soares Almeida

CNV - voto favoravelmente na globalidade, excepto pontos ~~II B~~ e II C.

Consumidores RAM - voto favoravelmente na globalidade, excepto os pontos II/A; II/B; II/C

DGC - ~~Manuel António Rodrigues d. c. t.~~, cf. declaração anexa.

ACRA, com exceção do ponto II A, II B conf. declaração anexa

UGC, com exceção do ponto II A e II B cf. declaração anexa

DECO, com exceção dos pontos II A, II B e II C cf. declaração anexa.

Votos contra:

EDP Distribuição (RND) - voto contra os pontos I-A e II/E3 nos termos da declaração de voto em anexo
Manuel António Rodrigues d. c. t.

EDP Distribuição (BT) - voto contra os pontos I-A e II/E3 nos termos da declaração de voto em anexo
Manuel António Rodrigues d. c. t.

REN - voto contra os pontos I-A e II/E3 nos termos da declaração de voto em anexo
Teresa Alexandra Neto Soares Almeida

Consumidores RAM - voto contra os pontos II/B e II/C

DECO - pontos II B e II C, conforme declaração anexa

ERM, pontos IA e II E3; EDA - pontos IA e II E3.

FENALCOOP, pontos II C e II D2 cf. declaração.

Abstenções:

CNV - pontos II B e II C.

Consumidores RAM - abstenção em no ponto II/A

ACRA - pontos II A e II B cf. declaração anexa.

UGC - pontos II A e II B cf. declaração anexa.

DECO - ponto II A, cf. declaração anexa.

FENALCOOP, pontos II A e II E, conf. declaração

O parecer que antecede tem 25 (vinte e cinco) páginas, incluindo as destinadas à votação e assinaturas dos Membros do Conselho Tarifário e integra ainda os seguintes anexos:

Voto de qualidade:



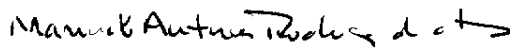
Maria Cristina Portugal

Direção Geral do Consumidor



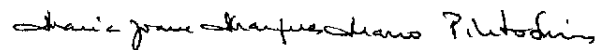
Paula Almeida

REN – Rede Elétrica Nacional, S A



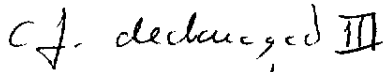
Manuel Rodrigues da Costa

Distribuição em Baixa Tensão



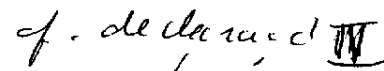
Maria Joana Simões

EDP Distribuição - Energia, S A



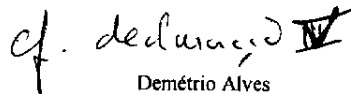
Vitor Machado

DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor



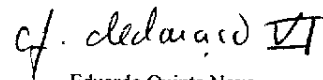
Alfredo Rocha

UGC – União Geral dos Consumidores



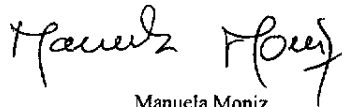
Demétrio Alves

FENACOOP - Federação Nacional das Cooperativas
Consumidores, FCRL



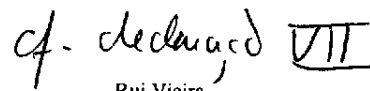
Eduardo Quinta Nova

ACRA – Associação de Consumidores da Região dos Açores



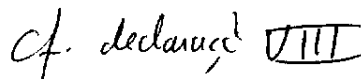
Manuela Moniz

CNV - Clientes Não Vinculados de Eletricidade



Rui Vieira

EEM - Empresa de Eletricidade da Madeira



Fernando Ferreira

EDA - Eletricidade dos Açores SA



Nuno Gomes

em representação dos consumidores da Região Autónoma
Madeira



Associação Nacional dos Municípios Portugueses

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 Elétrica e Outros Serviços em 2013"

Maria
João
Ricardo
25

Justificação do voto contra o ponto I-A da Generalidade do Parecer

Os representantes das empresas reguladas votam contra o ponto I-A do Parecer do Conselho Tarifário (CT) relativo a "Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados" (CIEG).

O texto deste ponto encontra-se pouco contextualizado e, adicionalmente, formula um conjunto de opiniões e juízos que, para além de subjectivos, estão claramente fora do âmbito de competências do CT da ERSE.

Em relação à evolução dos CIEG importa referir que os valores constantes do quadro do ponto 2 não revelam alguns aspetos importantes que uma análise técnica e mais atenta deve considerar. Nomeadamente, realça-se que os valores das rubricas de maior peso contêm desvios de anos anteriores o que dificulta uma análise objetiva da evolução dos valores do quadro, requerendo a decomposição dos mesmos e a identificação dos fatores explicativos subjacentes ao valor em cada ano.

A Proposta não explica o impacto de todas as medidas mitigadoras, nomeadamente no que concerne à incidência temporal das mesmas, pelo que a sua avaliação, utilizando informação de um só ano, não é correta. O Parecer ao pretender retirar conclusões com estes dados não promove a divulgação didática e relevante da informação sobre este tema, podendo induzir o leitor em erro.

Na verdade, os agentes do setor têm financiado a dívida tarifária - tanto na forma de défices como de desvios - na convicção da sustentabilidade do sector, com uma evolução tarifária razoável em termos reais.

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 Elétrica e Outros Serviços em 2013"

Maria
JMT
Recepção
25

Justificação do voto contra o ponto II/E3 do Parecer

Os sobrecustos das empresas das Regiões Autónomas constituem uma das parcelas dos CIEG sendo estranho o destaque do ponto II/E 3, sobre o qual se tecem as considerações seguintes.

A regulação às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira teve início em 2003, com a publicação do Decreto-Lei N.º 069/2002, de 25 de Março, que no seu preambulo refere:

"...
Uma componente fundamental na prestação deste serviço público, o tarifário, não é independente do local de residência dos consumidores. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira o custo inerente à disponibilização da electricidade é consideravelmente superior ao do continente donde resulta uma clara penalização para os cidadãos e agentes económicos residentes naquelas Regiões.
Importa, pois, dentro do actual quadro jurídico-constitucional adoptar as soluções conducentes à uniformização do tarifário, desejavelmente a partir de 1 de Janeiro de 2003, salvaguardando a energia eléctrica de produção local que, por imperativo constitucional, continuará a ter um tratamento autónomo à semelhança, aliás, do que acontece no continente.
Este modelo implica que as competências da Entidade Reguladora do Sector Eléctrico sejam estendidas aos respectivos territórios insulares passando as empresas de electricidade dos Açores e da Madeira a ser sujeitas ao mesmo tipo de controlo e regulação das empresas do continente e o sobrecusto da insularidade a ser suportado no quadro do tarifário nacional, à semelhança do que sucede em países nossos parceiros na União Europeia com especificidades geográficas e administrativas semelhantes."

Constata-se, assim, que desde 2003 a ERSE tem acompanhado as atividades desenvolvidas pela EDA e EEM, quer através do reporte institucional de informação, quer através da disponibilização de outra informação considerada relevante pelo regulador. Acresce referir, que ao longo dos períodos regulatórios passados e atual a ERSE tem vindo a impor às empresas reguladas das Regiões Autónomas, os parâmetros de eficiência considerados adequados para cada atividade e nível de tensão.

Não se compreende por isso, e muito menos se pode concordar com o parecer na medida em que se dá a entender que o processo da Regulação, no que tange às empresas reguladas das Regiões, está a ser realizado em condições insatisfatórias.

Salienta-se, porém, que se concorda com a disponibilização de toda a informação que o Conselho Tarifário, considere relevante para o aprofundamento do conhecimento sobre as condições de exploração e

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 Elétrica e Outros Serviços em 2013"

W. Silva
[Handwritten signature]
[Handwritten signature]
[Handwritten signature]
[Handwritten signature]

funcionamento dos sistemas electroprodutores de cada uma das ilhas, que compõem os arquipélagos dos Açores e da Madeira.

B - Considerações complementares ao Parecer

I-B - Liberalização do mercado

1. Relativamente ao ponto I / B do Parecer importa ter em consideração que a liberalização dos mercados não é um acontecimento pontual no tempo, mas sim um processo, requerendo a criação de condições fundamentais para os comercializadores poderem oferecer eletricidade aos clientes num contexto de efetiva concorrência.
2. Sem essas condições não há capacidade do pleno exercício da oferta, designadamente se existirem tarifas reguladas não atualizadas com a dinâmica do mercado de forma a incentivarem a mudança dos clientes.
3. Não se pode, assim, entender a preocupação expressa no 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.

II/A - Evolução do Consumo e dos Clientes

4. Relativamente ao ponto II/A do Parecer importa reforçar a enorme preocupação quanto às previsões de consumo e do número de clientes constantes da Proposta.
5. As previsões de consumo de energia elétrica assentam sobre a perspetiva de evolução da economia, socorrendo-se normalmente para esse efeito a dois indicadores macroeconómicos: PIB e Consumo Privado.
6. A ERSE utilizou estes indicadores macroeconómicos baseados em previsões do 1.º semestre, estando os mesmos completamente desajustados para o próximo ano, não só face aos apresentados na Proposta de Orçamento de Estado para 2013 mas, essencialmente, face às projeções

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 Elétrica e Outros Serviços em 2013"

Viela
[Signature]
[Signature]
[Signature]

macroeconómicas para a economia portuguesa avançadas pelo Banco de Portugal no Boletim Económico do Outono, divulgado no dia 13 de Novembro.

7. O Conselho tem defendido, desde sempre, a necessidade de se realizarem as melhores previsões possíveis, de forma a evitar a constituição de desvios que contribuem para a instabilidade tarifária, ao terem que ser recuperados/devolvidos mais tarde com juros, ou ao provocarem perdas não recuperáveis nas empresas.

II/B e II/C- Financiamento de desvios e défices tarifários

8. Finalmente, no que concerne ao financiamento dos desvios e dos défices tarifários, que totalizam 1,9 mil Milhões e 2,7 mil Milhões de euros, em 2012 e em 2013 respetivamente, a serem suportados pelas empresas deve ser assegurada a taxa de juro que reflecta as verdadeiras condições de mercado, em especial num contexto de falta de liquidez como é o actual.
9. De facto, ao imputar a responsabilidade do financiamento do Sistema Eléctrico Nacional a determinadas empresas (sobretudo privadas) para o benefício dos consumidores, está-se a sobrecarregar essas empresas com custos de financiamento. Por isso, e como princípio básico, essas empresas deveriam ver assegurado o reconhecimento integral desses custos, em conformidade com as condições de financiamento que o mercado financeiro lhes impõe.

II/C1.1 – Custos com a tarifa social

10. No setor energético nacional existem contratos definindo o relacionamento entre entidades privadas, cujos efeitos devem ser respeitados pela Regulação, nomeadamente em termos de impacto tarifário. Encontram-se neste caso os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e os Acordos de Cessação dos mesmos.
11. No que concerne aos CAE, e tendo em consideração a ausência de justificação refere-se o seguinte:

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 Elétrica e Outros Serviços em 2013"

1. De acordo com os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) celebrados com a Tejo Energia e com a Turbogás, uma alteração legislativa que resulte na imposição a qualquer delas de custos relevantes decorrentes de medidas legislativas posteriores à data de celebração dos respetivos CAE, habilita as empresas a requererem o recálculo da parcela de energia (Energy Charge) devida ao abrigo dos CAE, de modo a permitir que sejam colocadas na mesma posição financeira em que se encontrariam caso não tivesse ocorrido a modificação legislativa em causa.
2. Nos termos do disposto no número 3 do artigo 70.º do Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-lei n.º 215-B/2012, de 8 de Outubro, compete à ERSE estabelecer as regras necessárias, no âmbito do Regulamento Tarifário, para fazer repercutir na tarifa de uso global do sistema (Tarifa UGS) a diferença entre os encargos totais a pagar pela REN Trading e as receitas provenientes da venda da totalidade da energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE em vigor.
3. Uma vez que a contribuição dos produtores para a tarifa social tal como prevista no artigo 4.º do Decreto-lei n.º 138-A/2012, de 28 de Dezembro, é superveniente à celebração dos CAE com a Tejo Energia e a Turbogás, não restam dúvidas que, nos termos do disposto nas cláusulas contratuais dos CAE, assiste o direito à Tejo Energia e à Turbogás de serem ressarcidas do valor pago a título de financiamento da tarifa social, e a REN Trading tem o direito de ser ressarcida através da repercussão da Tarifa UGS dos montantes pagos a estes produtores, considera-se que a não aceitação destes custos nas tarifas seria uma violação do regime legal aplicável à gestão dos CAE.

Lisboa, 15 de Novembro de 2012

Manuel Manuel Rodrigues Pereira
GOM, S.A. - ELECTRICIDADE DO TETO
Paulo Miguel Azeiteiro Viana
EEN - Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.
Francisco Joaquim Marques Almeida Pinto Lima
EDP Distribuição - Energia, SA
Frederico Alexandre Pedro Soares Almeida
REN - Rede Eléctrica Nacional, SA
Manuel António Tró de S. - T
EDP Distribuição - Energia, SA



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 2013"

Voto favoravelmente todos os pontos do parecer em epígrafe com exceção dos pontos I-A relativo a "Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados" e II/E3 - "Sobrecustos com a convergência tarifária", 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.

Como considerações complementares ao Parecer no ponto II/C.1.1 importa referir o seguinte:

1. De acordo com os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) celebrados com a Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A. (TejoEnergia) e com a Turbogás - Produtora Energética, S.A. (Turbogás), uma alteração legislativa que resulte na imposição a qualquer delas de custos relevantes decorrentes de medidas legislativas posteriores à data de celebração dos respetivos CAE, habilita a TejoEnergia e/ou a Turbogás a requererem o recálculo da parcela de energia (*Energy Charge*) devida ao abrigo dos CAE, de modo a permitir que sejam colocadas na mesma posição financeira em que se encontrariam caso não tivesse ocorrido a modificação legislativa em causa.
2. Atualmente a entidade que tem por obrigação adquirir a energia eléctrica produzida ao abrigo dos CAE, nos termos do disposto no número 2 do artigo 70.º do Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto na redação que lhe foi dada pelo Decreto-lei n.º 215-B/2012, de 8 de Outubro, é a REN - Trading, S.A. (REN Trading).
3. Nos termos do disposto no número 3 do artigo 70.º do Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-lei n.º 215-B/2012, de 8 de Outubro, compete à ERSE estabelecer as regras necessárias, no âmbito do Regulamento Tarifário, para fazer repercutir na tarifa de uso global do sistema (Tarifa UGS) a diferença entre os encargos totais a pagar pela REN Trading e as receitas provenientes da venda da totalidade da energia eléctrica adquirida no âmbito dos CAE em vigor.
4. Este preceito legal estabelece, sem margem para dúvidas, um modelo ao abrigo do qual o risco inerente à aquisição de energia ao abrigo dos CAE em vigor não é suportado pela REN Trading, modelo que bem se compreende e justifica atenta a imposição legal de efetuar a gestão dos CAE em vigor que o legislador fez recair sobre a REN Trading.
5. Considerando que o financiamento da tarifa social - que se traduz num desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal aplicado aos clientes economicamente vulneráveis - incide, nos termos do disposto no artigo 4.º do Decreto-lei n.º 138-A/2012, de 28 de Dezembro, sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor, não restam dúvidas de que o modelo de financiamento escolhido pelo legislador

importa o pagamento de uma contribuição pelos produtores de energia eléctrica, entre os quais se incluem a TejoEnergia e a Turbogás. Considerando ainda que esta contribuição é superveniente à celebração dos CAE com a TejoEnergia e a Turbogás, não podem igualmente restar dúvidas que, nos termos do disposto nas cláusulas contratuais dos CAE acima referidas, assiste o direito à Tejo Energia e a Turbogás de serem ressarcidas do valor pago a título de financiamento da tarifa social.

6. Por outro lado, é igualmente inequívoco que a REN Trading tem o direito de, nos termos do disposto no número 3 do artigo 70.º do citado Decreto-lei n.º 172/2006, ser ressarcida através da repercussão na Tarifa UGS dos montantes pagos à TejoEnergia e à Turbogás que resultem do recálculo da *Energy Charge*.
7. A não repercussão dos aludidos custos na Tarifa UGS, conforme resulta da proposta de tarifas para 2013, constitui, por isso, uma violação do regime legal aplicável à gestão dos CAE que é indispensável ser corrigida no despacho final de fixação de tarifas para 2013.

Lisboa, 15 de Novembro de 2012

Paula Alexandra Neto Soares Almeida

Paula Alexandra Neto Soares Almeida, representante da REN - Rede Eléctrica Nacional, SA

Votação do parecer "Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013"

Machado, Vitor <vmachado@deco.proteste.pt>
Para Maria Cristina Portugal <mcportugal@sgpa.pt>

15 de Novembro de 2012 12:38

Exma. Senhora Presidente do Conselho Tarifário da ERSE,

Pela presente vem a DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor, apresentar o seu sentido de voto para o Parecer "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2013", na sua versão constante em anexo.

* Vota "CONTRA" os pontos:

- * II/B - Financiamento de desvios
- * II/C1 - Ren Trading, incluindo todas as suas subsecções
 - * II/C1.1 Custos com a tarifa social
 - * II/C1.2 Desvios tarifários
- * II/C2 - Distribuição
- * II/C3- Comercialização de Último Recurso

- "ABSTENÇÃO" nos pontos II/A (II/A.1; II/A.2),
 - o II/A - Evolução do Consumo e dos Cliente
 - o II/A1 - Evolução dos consumos
 - o II/A2- Evolução dos clientes

· Vota "A FAVOR" nos restantes pontos

Com os nossos melhores cumprimentos,

DECO, 15 de novembro de 2012
Vitor Machado

Representante da DECO no Conselho Tarifário da ERSE

Exma. Senhora Presidente do Concelho Tarifário (Secção Eléctrica) / ERSE

Drª. Maria Cristina de Portugal

A U.G.C. – União Geral de Consumidores, no que concerne ao parecer “ Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2013 ” manifesta a seguinte votação :

. “ ABSTENÇÃO ” nos pontos:

II/A

II A.1.

II A.2.

II/B

. voto “ FAVOR ” :

Nos restantes.

A presente votação é a que resulta da versão original dos trabalhos finais da reunião do Conselho Tarifário de 13 de Novembro de 2012.

ERSE – Conselho Tarifário (Sessão Eléctrica)

Lisboa, 15 de Novembro de 2012

O Representante da U.G.C.

Alfredo Rocha

Parecer sobre: **“Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2013”**

I - GENERALIDADE

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

Declaração: Voto favorável não obstante considerar que deveria ter sido incluída uma alusão clara a que a eventual oneração do custo da energia elétrica para os consumidores portugueses, devida à amortização da dívida tarifária acumulada, se configura como insustentável, dos pontos de vista económico e social, seja qual for o período de adiamento, designadamente devido à crise económica e social estrutural que estará instalada por largo período.

B - LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO

Declaração: Voto favorável não obstante considerar que o processo de liberalização não irá, de acordo com elementos técnico económicos de que disponho, e com elevada probabilidade, conduzir a preços mais favoráveis para os clientes em geral, tanto porque o referido “elevado nível de concorrência” é difícil de alcançar no caso português num setor como a da eletricidade, como, também, porque já se conhecem as recentes alterações legislativas ocorridas em Espanha, tendentes a diminuir o *deficit* tarifário espanhol, que fazem antever um agravamento do custo de produção de energia para 2013 e anos subsequentes, com impactes muito expectáveis no custo de aquisição de energia elétrica pelo CUR, e, portanto, nos consumidores.

II - ESPECIALIDADE

II/A - Evolução do Consumo e dos Clientes

Abstenção

II A.1. - Evolução dos consumos

Abstenção

II A.2. - Evolução dos clientes

Abstenção

II/B - Financiamento de desvios

II/C - Proveitos permitidos

VOTO CONTRA

II/C1 - REN *Trading*

II/C1.1 - Custos com a tarifa social

VOTO CONTRA

II/C1.2 - Desvios tarifários

VOTO CONTRA

II/C2 – Distribuição

VOTO CONTRA

II/C3 – Comercialização de Último Recurso

VOTO CONTRA

II/D - Tarifas

II/D1 – Tarifas de acesso

VOTO FAVORÁVEL

II/D2 - TVCF transitórias

Declaração: Voto contra tanto devido às razões já explicitadas na declaração de voto a propósito do ponto I/B, como, ainda, porque o processo de extinção das tarifas reguladas, consagrado pelo Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, e agora estendido aos clientes de baixa tensão normal (BTN) já a partir de 1 de janeiro de 2013, prevê a existência de tarifas transitórias a aplicar aos clientes que não exerçam o direito de escolha de um fornecedor de energia elétrica em regime de mercado, oneradas por um pesado “fator de agravamento” que tem como única justificação empurrar os clientes BTN para aquele regime de mercado liberalizado. Ou seja, esta fórmula de “market enablement” baseada no aumento da taxa de esforço dos consumidores, famílias e atividades económicas, afigura-se contraproducente numa época de gravíssima crise económico-social e, ainda, porque se baseia num princípio incompreensível: ter que aumentar os preços para haver mercado liberalizado! Não obstante considerar-se positiva a alusão feita em 5 deste ponto onde se exprime que “Os desígnios associados à fixação do fator de agravamento não poderão, ainda assim, alhear-se da situação económica e social dos consumidores...”, ela é manifestamente insuficiente.

II/D3 - Tarifa Social e Apoio Social Extraordinário ao Consumidor de Energia (ASECE)

Declaração: Voto favorável, embora considerando que na Tarifa Social não deveria ter sido repercutido qualquer aumento no ano de 2013, devido às circunstâncias excecionais que se vivem no país, especialmente gravosas para consumidores com maiores debilidades socioeconómicas. Acrescenta-se, a propósito, que não se deveria deixar margem para haver dúvidas quanto aquilo que a lei exprime no que respeita à adoção de uma Tarifa Social: não há lugar à repercussão nos clientes, ou seja, esta medida deve ser endogeneizada no sistema.

II/E - Regiões Autónomas

II/E1 - Convergência Tarifária 2009

Abstenção

II/E2 - Convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e Portugal Continental

Abstenção

II/E3 - Sobrecustos com a convergência tarifária

Abstenção

II/E4 – Parâmetros para a aquisição eficiente do fuelóleo nas RA

Abstenção

II/F - Qualidade de serviço

III - CONCLUSÕES

ABSTENÇÃO

Em 15 de Novembro de 2012, o parecer que antecede foi votado na

Votação acima é do conselheiro Demétrio Alves, em 15 de novembro de 2012

ANEXO VI

(sem assunto)

Eduardo Quinta Nova <eduardo@ps.parlamento.pt>
Para Maria Cristina Portugal <mcportugal@sgpa.pt>

15 de Novembro de 2012 14:48

Exma. Senhora

Presidente do Conselho Tarifário da ERSE

Dra. Cristina Portugal

Exma. Senhora Presidente,

Serve o presente para comunicar a V. Exa. que voto favoravelmente o Parecer do Conselho Tarifário à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2013", exceto quanto aos pontos de Especialidade II/A – Evolução do Consumo e dos Clientes; II.A.1 – Evolução dos consumos; II.A2. Evolução dos Clientes e II.B/ - Financiamento de desvios, relativamente aos quais me abstenho.

Com os melhores cumprimentos.

Eduardo Quinta Nova

Representante da ACRA no CT



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 2013"

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 2013", com excepção do ponto I/A e II/E3 do Parecer do Conselho Tarifário relativos aos "Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados" e aos "Sobrecustos com a convergência tarifária", em relação aos quais vota contra, nos termos da Declaração de Voto conjunta dos representantes das empresas reguladas.

Funchal, 15 de Novembro de 2012

Rui Miguel Aveiro Vieira

(Representante da EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.)

parecer definitivo

Fernando Manuel Rodrigues Ferreira <ferferre@eda.pt>
Para "Portugal, Cristina" <mcportugal@sgpa.pt>

15 de Novembro de 2012 12:54

Exma. Sr.^a Presidente do Conselho Tarifário,

No seguimento do email abaixo referenciado, informo que voto favoravelmente o parecer do Conselho Tarifário, relativo à "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2013", com exceção dos pontos I/A e II/E3, que voto contra, nos termos da Declaração de Voto conjunta dos representantes da EDP Distribuição, REN, EDA e EEM.

A Declaração de voto conjunta dos representantes da EDP Distribuição, REN, EDA e EEM, ao Parecer do Conselho Tarifário da ERSE sobre o documento "Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2013", será entregue pelo representante da EDP, na reunião de hoje do Conselho Tarifário.

Com os melhores cumprimentos.

Fernando Ferreira

De: Portugal, Cristina [mailto:mcportugal@sgpa.pt]

Enviada: terça-feira, 13 de Novembro de 2012 16:10

Para: Joana Simões; Paula Almeida; Manuel Silva; manuela.n.moniz@portugalmail.pt; Artur Trindade; Machado, Vítor; Fernando Manuel Rodrigues Ferreira; Quinta Nova; ngomes@deco.pt; manuel.rodriguesdacosta@edp.pt; Rui Vieira; Demétrio Alves

Assunto: parecer definitivo

[Citação ocultada]

DECLARAÇÃO DE VOTO
CNV – Clientes Não Vinculados

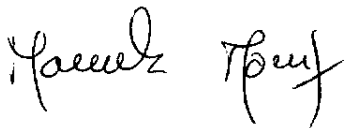
Apesar de ter votado favoravelmente o ponto I A, da Generalidade - *CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS*, considero, no entanto, que:

» A alínea 2 deveria ser mais explícita quanto às variações dos sobrecustos de verbas com impacto determinante na formação das tarifas. Neste particular deveria ter sido salientado que os valores constantes do quadro resumo da evolução dos mesmos não podem ter uma leitura direta, dado não relevarem aspetos importantes, como seja a incorporação de desvios de anos anteriores, o que dificulta uma análise objetiva da sua evolução;

» Não subscrevo a afirmação “*caso não sejam oportunamente adotadas medidas alternativas*” constante da alínea 5.

ERSE – Conselho Tarifário
15 de Novembro de 2012

O Representante dos Clientes Não Vinculados



(Manuela Moniz)

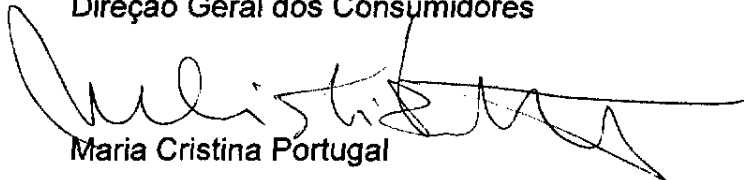
DECLARAÇÃO DE VOTO

A grande disparidade dos sentidos de voto constante neste parecer em particular, ilustra bem as diferenças de pontos de vista que os membros do Conselho Tarifário e as entidades que os mesmos representam, possuem sobre as matérias em discussão.

A votação global favorável ao parecer adotada não representa necessariamente a subscrição de todas as afirmações - mais ou menos técnicas, mais ou menos programáticas -, que constam do mesmo, mas, outrossim, o corolário lógico do exercício de equilíbrio entre as diversas posições e interesses que ocorreram no seio do Conselho e que merece ser saudado.

ERSE – Conselho Tarifário
15 de Novembro de 2012

A representante da
Direção Geral dos Consumidores



Maria Cristina Portugal

ANEXO IV
COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO TARIFÁRIO À
“PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA
E OUTROS SERVIÇOS EM 2013”

I. GENERALIDADE

Nos termos do Regulamento Tarifário, a ERSE apresentou no dia 15 de Outubro ao Conselho Tarifário (CT) a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013” e os respetivos documentos justificativos complementares. O CT 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 2013 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.

A ERSE continuará a efetuar as diligências para uma maior sensibilização e reflexão do impacto de medidas legislativas de aumento de custos para o setor elétrico, e continuará a manifestar a sua preocupação, sempre que lhe for solicitado parecer.

Registe-se neste sentido, que na proposta tarifária apresentada ao CT foram incorporadas um conjunto de medidas mitigadoras, aprovadas pelo Governo, com impacto na redução dos CIEG.

Em resposta aos pontos 8 e 9 deste capítulo, a ERSE esclarece que o valor das medidas mitigadoras consideradas na função de compra e venda de energia da PRE, no total de 222,1 milhões de euros, decorre de previsões facultadas à ERSE pelo Governo quanto ao impacto em 2013 da reversão para as tarifas do setor elétrico das receitas de leilões de CO₂, cuja publicação foi entretanto concretizada através do Decreto-Lei n.º 252/2012, de 26 de novembro, e do Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro.

I/B – LIBERALIZAÇÃO DO MERCADO

A ERSE partilha das preocupações do CT, considerando contudo que a existência de um período transitório com tarifas transitórias cria condições favoráveis ao aparecimento de mais agentes e ofertas de mercado geradoras de benefícios para os consumidores de energia elétrica.

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 se aprofunde no decurso do citado regime.

No âmbito das suas competências de supervisão dos mercados a ERSE monitoriza o funcionamento do mercado retalhista de energia elétrica, publicando diversa informação sobre o nível de concorrência no boletim 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 brevemente se proceder à publicação dos resultados obtidos.

De igual modo disponibiliza-se um simulador de preços para os fornecimentos em BTN que integra os preços de referência, viabilizando uma escolha adequada de comercializador por parte dos consumidores.

II. ESPECIALIDADE**II/A – EVOLUÇÃO DO CONSUMO E DOS CLIENTES**

As previsões de consumo e número de clientes 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.

Do ponto de vista da regulação é relevante que a previsão de consumo seja efetuada com a melhor informação disponível, pois as consequências dos desvios que dela resultem recaem sobre agentes diferentes, beneficiando ou prejudicando as empresas ou consumidores numa ótica de curto prazo.

Nos últimos 2 períodos regulatórios, tem-se vindo a verificar um alinhamento entre as previsões da ERSE e das empresas.

II/A.1 – EVOLUÇÃO DOS CONSUMOS

No que diz respeito às previsões de consumo de energia elétrica utilizadas pela ERSE no cálculo das tarifas para 2013 assume-se para o consumo referido à emissão um decréscimo de 2,2% em 2012, face ao valor real de 2011 publicado pela REN, e uma manutenção deste valor de 2012 para 2013. As previsões da ERSE adotam para 2013 o nível de consumos do ano 2006.

É importante destacar que as projeções iniciais fornecidas pela REN, em junho de 2012, apontavam para um consumo referido à emissão para 2012 no valor de 48 513 GWh, tendo este valor vindo a ser corrigido em alta para 49 170,5 GWh nas últimas projeções de final de novembro. Este valor aproxima-se da projeção da ERSE para 2012, no valor de 49 368 GWh, encontrando-se 0,5% acima das projeções da EDP Distribuição que apontam para um valor de 48 923 GWh (no referencial de emissão).

Desta forma a ERSE entende que as projeções de consumo elétrico para 2012 e 2013 se devem manter.

Relativamente à repartição do consumo por nível de tensão mantêm-se os valores apresentados na proposta entregue ao CT, conservando-se para 2012 e 2013 a última estrutura de consumos real, do ano 2011.

II/A.2 – EVOLUÇÃO DOS CLIENTES

As previsões do número de clientes elaboradas pela ERSE apontam, na proposta entregue ao CT, para um acréscimo de 3,7% de 2011 para 2012 e um acréscimo de 1,7% de 2012 para 2013.

A ERSE reconhece que estas projeções são demasiado otimistas para o nível de tensão de BTN, pelo que as mesmas foram alteradas em linha com o apresentado no Parecer do CT.

Desta forma, para o cálculo tarifário foram considerados acréscimos do número médio de clientes de 0,6% em ambos os anos, tal como explicitado no documento final de “Caraterização da Procura de Energia Elétrica em 2013”.

II/B – FINANCIAMENTO DE DESVIOS

A ERSE partilha das preocupações do CT quanto às dificuldades de financiamento das empresas necessárias para suprir os desvios tarifários no atual contexto económico.

Neste sentido, a definição do *spread* anual contempla a evolução mais recente das condições de financiamento das empresas reguladas. A ligação entre as condições de financiamento das empresas reguladas e do conjunto da economia acentuou-se desde o resgate da dívida soberana em abril de 2011. Os *Credit Default Swaps* (CDS) são um dos principais indicadores das condições de financiamento das empresas e dos Estados. No que diz respeito à dívida, os CDS evoluíram em crescendo até março de 2012. Este facto justificou a revisão em alta dos *spreads* dos ajustamentos tarifários para as tarifas de gás natural, cuja proposta ao CT do gás natural foi apresentada em abril de 2012. No entanto, desde esta data, as condições de financiamento da economia nacional melhoraram consideravelmente, o que se reflete, entre outros fatores, numa diminuição das *yields* da dívida soberana, bem como dos respetivos CDS, para valores próximos dos verificados, antes do pedido de resgate da dívida nacional, em abril de 2011.

Este facto justificou a revisão em baixa dos *spreads* a aplicar aos ajustamentos tarifários, adotando-se um mesmo valor para o Continente e para as Regiões Autónomas. No entanto, os *spreads* agora adotados continuam acima dos valores que foram aplicados até 2011, inclusivé.

II/C – PROVEITOS PERMITIDOS

II/C 1. REN TRADING

II/C1.1 CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL

Tal como refere o CT, os custos com a Tarifa Social são financiados pelos centros eletroprodutores em regime ordinário nos termos definidos no Decreto-lei n.º215-B/2012, de 8 de outubro. No entanto, as particularidades do enquadramento contratual e legal das centrais com CAE e das centrais sujeitas ao mecanismo dos CMEC, mecanismo que pressupõe a manutenção das condições económicas definidas nos CAE, podem suscitar dúvidas quanto à elegibilidade destas centrais para o financiamento da Tarifa Social.

No atual processo de definição de tarifas para 2013, a ERSE considerou a interpretação da Secretaria de Estado de Energia subjacente à homologação do ajustamento anual dos CMEC referente a 2011, no qual não foi incorporado o valor relativo ao financiamento da tarifa social. Deste modo, não foram considerados nos proveitos permitidos das empresas, os custos com os CAE e com os CMEC associados ao financiamento da Tarifa Social relativos a 2011, podendo este procedimento vir a ser

alterado, consoante o Parecer da Procuradoria Geral da República solicitado pela Secretaria de Estado da Energia. Este procedimento está também alinhado com a nota interpretativa da Direção Geral de Energia e Geologia.

II/C1.2 – DESVIOS TARIFÁRIOS

A ERSE concorda com as preocupações do CT quanto aos desvios tarifários associados ao sobrecusto dos CAE. Porém, importa sublinhar, que no processo da definição dos proveitos, são considerados os dados disponíveis à data para um conjunto de variáveis externas às empresas.

No que diz respeito às centrais da Tejo Energia e da Turbogás, os preços relativos aos combustíveis e à hidraulicidade são as duas variáveis externas que explicam grande parte da volatilidade dos custos com estas centrais.

O período analisado pelo CT coincide com as alterações significativas nos mercados que acabaram por condicionar as previsões de evolução do sobrecusto. Neste sentido, refira-se, por exemplo, a reversão da ordem de mérito das centrais a carvão, tradicionalmente centrais de base, que se iniciou em 2008 e que se manteve até 2011, inclusive. Apesar do carácter extraordinário desta reversão, a sua manutenção ao longo de quatro anos permitiu a sua integração nas previsões implícitas nas tarifas de 2010 e 2011. No entanto, em 2008 e em 2009 a reversão da ordem de mérito e a sua manutenção no ano seguinte não era previsível, tendo gerado desvios que foram incorporados dois anos mais tarde, nas tarifas de 2010 e de 2011.

No que diz respeito às previsões para 2013, o CT questiona a margem da venda das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, bem como o facto de o custo variável não considerar o maior peso dos arranques que se perspectiva vir a verificar no novo regime de exploração.

Para este efeito, registe-se que a central da Turbogás deverá ter em 2012 uma utilização particularmente baixa, tendo em conta a anunciada revisão do Acordo de Gestão de Consumo, que reduz o número de horas de utilização de cerca de 4500 horas para cerca de 1000 horas. Neste quadro, julgam-se prudentes as margens sobre as vendas das centrais da Tejo Energia e da Turbogás consideradas pela ERSE, tendo em conta os fatores de utilização previstos para estas centrais.

No que diz respeito ao último ponto, o impacte do novo regime de exploração nos custos de arranque da Turbogás, a ERSE não tem dados à sua disposição que permitam aferir a magnitude deste impacte.

II/C2. DISTRIBUIÇÃO

De acordo com o explicitado no ponto II/A, a ERSE entende que as projeções de consumo elétrico para 2012 e 2013 se devem manter sem alterações face aos valores constantes na proposta entregue ao CT

em outubro, embora reconheça a necessidade de revisão do número médio de clientes, em linha com o apresentado no Parecer do CT. Esta situação está contemplada na decisão final.

II/C3. COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

Pelo referido no II/B, considera-se que a evolução nas taxas de juro para os ajustamentos tarifários implícitos nas tarifas de 2013, face às taxas implícitas nas tarifas de 2012, refletem a evolução das condições de financiamento das empresas reguladas.

II/D – TARIFAS

II/D1. TARIFAS DE ACESSO

A ERSE regista os comentários do CT e continuará a utilizar os instrumentos que tem ao seu dispor para incentivar o aparecimento de diversas opções tarifárias no mercado liberalizado.

II/D2. TVCF TRANSITÓRIAS

O fator de agravamento considerado nas tarifas transitórias de BTN que entram em vigor em janeiro de 2013 é nulo.

A ERSE decidirá sobre a necessidade de atualização das tarifas transitórias face à evolução das condições do mercado grossista e do mercado retalhista de energia elétrica. A atualização a adotar pretende cobrir as variações do preço de energia nos mercados grossistas e induzir a adesão gradual à contratação no mercado, de forma a que os preços das tarifas transitórias nunca estejam abaixo dos custos.

II/D3. TARIFAS SOCIAL E APOIO SOCIAL EXTRAORDINÁRIO AO CONSUMIDOR DE ENERGIA (ASECE)

A ERSE tem procurado divulgar informação sobre a tarifa social dando-lhe destaque na sua página de internet, como também através de ações de formação e informação em que participa. Foram também estabelecidos protocolos com associações de consumidores no âmbito do processo de extinção das tarifas reguladas, sendo também dada informação sobre as tarifas sociais e o ASECE.

Toma-se boa nota da sugestão do CT, pelo que se irá prosseguir com um esforço acrescido na linha do que tem vindo a ser feito.

Quanto ao escrutínio da prática comercial dos comercializadores livres, no que diz respeito à disponibilidade da tarifa social, a ERSE no âmbito da prestação de informação sobre preços de

referência praticados na BTN, a que se encontram obrigados todos os comercializadores, tem exigido a prestação de informação sobre os preços praticados pelos mesmos na tarifa social.

Da análise efetuada verifica-se que os comercializadores a atuarem em BTN integram nas carteiras clientes vulneráveis e praticam tarifas sociais que incorporam o desconto na tarifa de acesso às redes aprovado pela ERSE nos termos do Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, que estabelece a variação da tarifa Social de Venda a Clientes Finais.

II/E – REGIÕES AUTÓNOMAS

II/E1. CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA 2009

A ERSE reitera a sua concordância quanto ao ponto de vista do CT sobre este tema e reconhece que o mesmo 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/E2. CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA ENTRE AS REGIÕES AUTÓNOMAS E PORTUGAL CONTINENTAL

A ERSE regista com apreço os comentários do CT 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 e bem como de custos marginais horários de produção, solicitando-se aos operadores de rede das Regiões Autónomas este tipo de informação.

II/E3. SOBRECUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

Os sobrecustos inerentes ao processo de convergência tarifária resultam da evolução dos custos das Regiões Autónomas, bem como dos custos dos setores elétricos do Continente. Por definição, quanto maior a diferença entre os custos do setor elétrico do Continente e das Regiões Autónomas, maior o sobrecusto com a convergência tarifária. Assim, importa assinalar que o agravamento do sobrecusto

com as Regiões Autónomas também se deve ao adiamento da recuperação em tarifas dos custos resultantes de decisões políticas.

No que diz respeito ao acompanhamento das atividades reguladas nas Regiões Autónomas, a ERSE demonstra a sua disponibilidade para fornecer a informação que o CT considere relevante acerca destas empresas. No que diz respeito ao desenvolvimento de um estudo sobre a PRE, a ERSE tomará em consideração a solicitação do CT para o futuro desenvolvimento do referido estudo.

No que respeita aos planos de investimento relativos às Regiões Autónomas, a ERSE acolhe o comentário, concordando em enviar ao CT a informação que recebe das Regiões Autónomas relativa a estes planos.

II/E4 – PARÂMETROS PARA A AQUISIÇÃO EFICIENTE DO FUELÓLEO NAS RA

No âmbito da definição dos parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas, foi contratado um estudo à KEMA, o qual deu origem ao documento “Definição dos parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas”, elaborado pela ERSE.

No que respeita à EEM, as análises e conclusões produzidas pelos referidos estudos tiveram por base os termos e condições estabelecidos no contrato assinado em 2005, entre a empresa e a Galp, sendo que se perspectivava, a partir de 2010, a assinatura de um novo contrato. Deste modo, no processo de cálculo das tarifas de 2013, a ERSE aguardou pela receção do novo acordo de aquisição de fuelóleo, por forma a aferir da adequação das conclusões produzidas nos documentos e respetivos parâmetros definidos aos novos termos e condições acordados.

Após a receção do contrato, a ERSE concluiu que os termos e condições acordados estão em linha com os definidos no contrato que esteve na origem dos estudos realizados, pelo que os parâmetros definidos serão aplicados na sua totalidade no apuramento final dos proveitos de 2011, bem como no cálculo dos proveitos de 2013.