

**REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO
DO SETOR ELÉTRICO**

Alterações ao articulado

Junho 2014

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

Capítulo I Disposições e princípios gerais	1
Artigo 1.º Objeto	1
Artigo 2.º Âmbito	1
Artigo 3.º Siglas e definições	2
Artigo 4.º Prazos	6
Artigo 5.º Princípios gerais	6
Artigo 5-A.º Obrigações de serviço público	7
Capítulo II Atividades e contas das empresas reguladas.....	9
Artigo 6.º Atividade do Agente Comercial	9
Artigo 7.º Atividades do operador da rede de transporte em Portugal continental	9
Artigo 8.º Atividades do operador da rede de distribuição em Portugal continental	9
Artigo 9.º Atividades do comercializador de último recurso	9
Artigo 10.º Atividades da concessionária do transporte e distribuição da RAA.....	10
Artigo 11.º Atividades da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM..	10
Artigo 12.º Taxas de remuneração	10
Artigo 13.º Contas reguladas.....	11
Artigo 14.º Relatório sumário das demonstrações financeiras das atividades reguladas...	11
Artigo 15.º Auditorias para verificação do cumprimento do Regulamento Tarifário.....	12
Artigo 16.º Envio de informação	13
Capítulo III Tarifas reguladas.....	15
Secção I Disposições gerais	15
Artigo 17.º Definição das Tarifas	15
Artigo 18.º Fixação das tarifas.....	16
Secção II Estrutura do tarifário em Portugal continental	16
Artigo 19.º Tarifas e proveitos	16
Artigo 20.º Tarifas a aplicar aos clientes em BTN dos comercializadores de último recurso	19
Artigo 21.º Tarifas a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição	21
Artigo 22.º Tarifas a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.....	22
Artigo 23.º Estrutura geral das tarifas.....	23

Artigo 24.º Estrutura geral das tarifas reguladas por atividade	23
Artigo 25.º Estrutura geral das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN dos Comercializadores de Último Recurso.....	25
Artigo 26.º Estrutura geral das Tarifas de Acesso às Redes	26
Artigo 27.º Períodos tarifários.....	28
Secção III Estrutura do tarifário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira .	29
Artigo 28.º Tarifas e proveitos da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA.....	29
Artigo 29.º Tarifas e proveitos da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.....	32
Artigo 30.º Tarifas a aplicar aos clientes vinculados	34
Artigo 31.º Tarifas a aplicar aos clientes não vinculados	34
Artigo 32.º Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM.....	35
Artigo 33.º Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar aos clientes não vinculados da RAA e da RAM	35
Artigo 34.º Períodos tarifários aplicáveis na RAA e na RAM	35
Secção IV Tarifas de Acesso às Redes	37
Artigo 35.º Objeto	37
Artigo 36.º Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT e BTE.....	37
Artigo 37.º Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN.....	38
Artigo 37-A.º Tarifas dinâmicas de Acesso às Redes	39
Secção V Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN dos comercializadores de último recurso de Portugal continental.....	40
Artigo 38.º Objeto	40
Artigo 39.º Opções tarifárias.....	40
Artigo 40.º Estrutura geral das opções tarifárias de BTN	41
Secção VI Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	42
Artigo 41.º Objeto	42
Artigo 42.º Opções tarifárias.....	42
Artigo 43.º Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE.....	43
Artigo 44.º Estrutura geral das opções tarifárias de BTN.....	44
Artigo 44-A.º Tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE	45

Secção VII Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	46
Artigo 45.º Objeto	46
Artigo 46.º Opções tarifárias.....	46
Artigo 47.º Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE.....	47
Artigo 48.º Estrutura geral das opções tarifárias de BTN.....	48
Artigo 48-A.º Tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE	49
Secção VIII Tarifa de Energia	50
Artigo 49.º Objeto	50
Artigo 50.º Estrutura geral	50
Artigo 51.º Conversão da tarifa de Energia para os vários níveis de tensão.....	50
Artigo 52.º Energia ativa a faturar	51
Secção IX Tarifas de Uso Global do Sistema	52
Artigo 53.º Objeto	52
Artigo 54.º Estrutura geral	52
Artigo 55.º Conversão da tarifa de Uso Global do Sistema para os vários níveis de tensão	54
Artigo 56.º Potência contratada e energia ativa a faturar.....	55
Secção X Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	55
Artigo 57.º Objeto	55
Artigo 58.º Estrutura geral	55
Artigo 59.º Conversão das tarifas de Uso da Rede de Transporte para os vários níveis de tensão	57
Artigo 60.º Potência em horas de ponta, potência contratada, energia ativa e energia reativa a faturar.....	59
Secção XI Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	59
Artigo 61.º Objeto	59
Artigo 62.º Estrutura geral	59
Artigo 63.º Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	60
Artigo 64.º Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT para os níveis de tensão de MT e BT	60
Artigo 65.º Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	62
Artigo 66.º Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT para o nível de tensão de BT.....	62
Artigo 67.º Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	63

Artigo 68.º Potência em horas de ponta, potência contratada, energia ativa e energia reativa a faturar.....	64
Secção XII Tarifas de Comercialização	64
Artigo 69.º Objeto	64
Artigo 70.º Estrutura geral	64
Secção XIII Tarifa Social aplicável a clientes economicamente vulneráveis	65
Artigo 71.º Tarifa Social de Acesso às Redes Social—aplicável a clientes economicamente vulneráveis	65
Artigo 72.º Tarifa Social de Venda a Clientes Finais Social—dos comercializadores de último recurso aplicável a clientes economicamente vulneráveis	65
Capítulo IV Proveitos das atividades reguladas.....	67
Secção I Proveitos do Agente Comercial.....	67
Artigo 73.º Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial.....	67
Secção II Proveitos do operador da rede de transporte em Portugal continental.....	70
Artigo 74.º Proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema	70
Artigo 75.º Custos de gestão do sistema	71
Artigo 76.º Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.....	73
Artigo 77.º Faturação mensal dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual.....	78
Artigo 78.º Custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência	78
Artigo 79.º Proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica	79
Secção III Proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental ...	84
Artigo 80.º Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	84
Artigo 81.º Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.....	85
Artigo 82.º Custos com a aplicação da tarifa social	93
Artigo 83.º Custos para a manutenção do equilíbrio contratual	94
Artigo 84.º Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes.....	96
Artigo 85.º Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	97

Secção IV Proveitos do comercializador de último recurso	102
Artigo 86.º Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso	102
Artigo 87.º Proveitos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial	102
Artigo 88.º Proveitos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes	112
Artigo 89.º Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	118
Artigo 89-A.º Custos de referência da atividade de comercialização	119
Artigo 90.º Proveitos da atividade de Comercialização	119
Artigo 91.º Sobreproveito por aplicação da tarifa transitória	125
Artigo 92.º Custos de referência da atividade de comercialização	126
Secção V Proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA	126
Artigo 93.º Proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA	126
Artigo 94.º Custos aceites com a aquisição dos de combustível para a produção de energia elétrica	130
Artigo 95.º Proveitos da atividade de Distribuição de Energia elétrica da RAA	131
Artigo 96.º Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA	135
Artigo 97.º Custo com a convergência tarifária na RAA	138
Artigo 98.º Custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007	141
Artigo 99.º Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAA para a concessionária do transporte e distribuição da RAA	143
Secção VI Proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	143
Artigo 100.º Proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM	143
Artigo 101.º Custos aceites com a aquisição de combustível para a produção de energia elétrica	148
Artigo 102.º Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM	149
Artigo 103.º Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM	152
Artigo 104.º Custo com a convergência tarifária na RAM	156
Artigo 105.º Custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007	159

Artigo 106.º Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAM para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	160
Secção VII Incentivo à promoção do desempenho ambiental	161
Artigo 107.º Plano de Promoção do Desempenho Ambiental.....	161
Artigo 108.º Regulamentação dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.....	161
Secção VIII Incentivo à redução de perdas.....	162
Artigo 109.º Incentivo à redução de perdas	162
Artigo 110.º Metodologia de Cálculo do Incentivo.....	162
Artigo 111.º Nível de perdas de referência.....	163
Artigo 112.º Envio de informação	163
Secção IX Incentivo à melhoria da qualidade de serviço.....	164
Artigo 113.º Incentivo à melhoria da qualidade de serviço	164
Secção X Promoção da eficiência no consumo de energia elétrica	164
Artigo 114.º Plano de Promoção da Eficiência no Consumo	164
Secção XI Incentivos à otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica	164
Artigo 115.º Mecanismo de otimização dos contratos de aquisição de energia elétrica ..	164
Secção XII Incentivos à ótima gestão das licenças de emissão de CO ₂	165
Artigo 116.º Mecanismos de otimização da gestão das licenças de emissão de CO ₂	165
Secção XIII Incentivo à disponibilidade da rede de transporte	165
Artigo 117.º Incentivo à disponibilidade da rede de transporte	165
Secção XIV Mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas	166
Artigo 117-A.º Mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas	166
Secção XIV-A Mecanismo de controlo da redibilidade dos ativos	167
Artigo 117-AA.º Mecanismo de controlo da rendibilidade dos ativos.....	167
Secção XV Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade	168
Artigo 117-B.º Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade	168
Capítulo V Processo de cálculo das tarifas reguladas	171

Secção I Metodologia de cálculo da tarifa de Energia	171
Artigo 118.º Metodologia de cálculo da tarifa de Energia	171
Artigo 119.º Estrutura dos preços marginais de energia	173
Secção II Metodologia de cálculo das tarifas de Uso Global do Sistema	173
Artigo 120.º Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte	173
Artigo 121.º Encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte, relativos aos CMEC	175
Artigo 122.º Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição	176
Secção III Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte	182
Artigo 123.º Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte	182
Artigo 124.º Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes	185
Secção IV Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição	189
Artigo 125.º Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes	189
Secção V Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização em BTN	194
Artigo 125-A.º Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização em AT, MT e BTE a aplicar pelos comercializadores de último recurso	194
Artigo 126.º Metodologia de cálculo da tarifa de Comercialização em BTN a aplicar pelos comercializadores de último recurso	195
Secção VI Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN dos Comercializadores de Último Recurso	196
Artigo 127.º Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN	196
Artigo 127-A.º Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em AT, MT e BTE	198
Artigo 128.º Mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas	198
Artigo 129.º Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo	200

Secção VII Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	202
Artigo 130.º Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	202
Artigo 131.º Mecanismo de convergência das tarifas da RAA para os preços de venda a clientes finais de Portugal continental	205
Artigo 132.º Ajustamentos resultantes da convergência tarifária nacional na RAA.....	208
Secção VIII Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	209
Artigo 133.º Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	209
Artigo 134.º Mecanismo de convergência das tarifas da RAM para os preços de venda a clientes finais de Portugal continental	212
Artigo 135.º Ajustamentos resultantes da convergência tarifária nacional na RAM	215
Secção IX Tarifas transitórias	216
Artigo 136.º Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Comercialização em MAT, AT, MT e BTE a aplicar pelos comercializadores de último recurso	216
Artigo 137.º Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE.....	218
Capítulo VI Procedimentos	219
Secção I Disposições Gerais	219
Artigo 138.º Frequência de fixação das tarifas.....	219
Artigo 139.º Período de regulação	219
Secção II Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT.....	220
Artigo 140.º Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT	220
Artigo 141.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial.....	223
Artigo 142.º Informação a fornecer à ERSE no âmbito da exploração da Zona Piloto para a produção de energia elétrica a partir da energia das ondas.....	224
Artigo 143.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Gestão Global do Sistema	225
Artigo 144.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Transporte de Energia Elétrica	226
Secção III Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND	227
Artigo 145.º Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND	227

Artigo 146.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	232
Artigo 147.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	232
Secção IV Informação periódica a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso	234
Artigo 148.º Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso	234
Artigo 149.º Repartição de custos e proveitos na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes	238
Artigo 150.º Repartição de custos e proveitos na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial	239
Artigo 151.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	240
Artigo 152.º Repartição de custos e proveitos na atividade de Comercialização	240
Secção V Informação periódica a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA	242
Artigo 153.º Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA	242
Artigo 154.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA	244
Artigo 155.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA	246
Artigo 156.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA	247
Secção VI Informação periódica a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	248
Artigo 157.º Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	248
Artigo 158.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM	251
Artigo 159.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM	252
Artigo 160.º Repartição de custos e proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM	253

Secção VII Fixação das Tarifas.....	254
Artigo 161.º Balanço de energia elétrica	254
Artigo 162.º Ativos fixos a remunerar	255
Artigo 163.º Custos e proveitos da entidade concessionária da RNT.....	255
Artigo 164.º Custos e proveitos da entidade concessionária da RND	255
Artigo 165.º Custos e proveitos do comercializador de último recurso	255
Artigo 166.º Custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA. 256	
Artigo 167.º Custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	256
Artigo 168.º Fixação das tarifas.....	256
Artigo 169.º Tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação	257
Secção VIII Fixação excecional das tarifas	258
Artigo 170.º Início do processo.....	258
Artigo 171.º Fixação das tarifas.....	259
Secção IX Fixação dos parâmetros para novo período de regulação	260
Artigo 172.º Balanço de energia elétrica	260
Artigo 173.º Informação económico-financeira.....	260
Artigo 174.º Fixação dos valores dos parâmetros.....	262
Secção X Revisão excepcional dos parâmetros de um período de regulação	262
Artigo 175.º Início do processo.....	262
Artigo 176.º Fixação dos novos valores dos parâmetros	263
Secção XI Procedimentos de garantia dos pressupostos regulatórios nas concessões de distribuição.....	264
Artigo 177.º Início do processo.....	264
Artigo 178.º Definição da solução a adotar	265
Artigo 179.º Medidas sem alteração do Regulamento Tarifário.....	265
Secção XII Documentos complementares ao Regulamento Tarifário.....	266
Artigo 180.º Documentos.....	266
Artigo 181.º Elaboração e divulgação	266
Capítulo VII Garantias administrativas e reclamações	267
Secção I Garantias administrativas	267
Artigo 182.º Admissibilidade de petições, queixas e denúncias	267

Artigo 183.º Forma e formalidades	267
Artigo 184.º Instrução e decisão.....	267
Capítulo VIII Disposições finais e transitórias.....	269
Secção I Disposições transitórias	269
Artigo 185.º Ajustamentos transitórios	269
Artigo 186.º Tarifas de Venda a Clientes Finais transitórias em BTN de iluminação pública.....	269
Artigo 187.º Escalões de potência transitórios das Tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA e na RAM.....	269
Artigo 188.º Custos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes	270
Artigo 188-A.º Ajustamento extraordinário da parcela acerto CMEC.....	270
Secção II Disposições finais.....	271
Artigo 189.º Pareceres interpretativos da ERSE	271
Artigo 190.º Norma remissiva	271
Artigo 191.º Fiscalização e aplicação do Regulamento	271
Artigo 191-A.º Regime sancionatório	272
Artigo 192.º Entrada em vigor.....	272

Capítulo I

Disposições e princípios gerais

Artigo 1.º

Objeto

1 - O presente Regulamento estabelece as disposições aplicáveis aos critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia elétrica a prestar pelas entidades por ele abrangidas, à definição das tarifas reguladas e respetiva estrutura, ao processo de cálculo e determinação das tarifas, à determinação dos proveitos permitidos, aos procedimentos a adotar para a fixação das tarifas, sua alteração e publicitação, bem como, às obrigações das entidades do setor elétrico, nomeadamente, em matéria de prestação de informação.

2 - O presente regulamento estabelece ainda as disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária dos sistemas elétricos públicos de Portugal continental e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Artigo 2.º

Âmbito

1 - O presente Regulamento tem por âmbito as tarifas a aplicar nas seguintes relações comerciais:

a) Em Portugal continental:

- i) Entregas da entidade concessionária da RNT à entidade concessionária da RND.
- ii) Entregas da entidade concessionária da RND aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.
- iii) Fornecimentos dos comercializadores de último recurso aos clientes finais.
- iv) Fornecimentos do comercializador de último recurso em MT e AT aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.
- v) Utilização da rede da entidade concessionária da RNT.
- vi) Utilização das redes da entidade concessionária da RND.
- vii) Utilização das redes dos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

b) Na Região Autónoma dos Açores:

- i) Fornecimentos da concessionária do transporte e distribuição da RAA aos clientes finais.

- ii) Utilização das redes da concessionária do transporte e distribuição da RAA.
 - c) Na Região Autónoma da Madeira:
 - i) Fornecimentos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM aos clientes finais.
 - ii) Utilização das redes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.
- 2 - Estão abrangidos pelo âmbito de aplicação do presente Regulamento:
- a) Em Portugal continental:
 - i) Os clientes.
 - ii) Os comercializadores.
 - iii) Os comercializadores de último recurso.
 - iv) Os operadores das redes de distribuição em AT e MT.
 - v) Os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.
 - vi) O operador da rede de transporte.
 - vii) O Agente Comercial.
 - viii) Os produtores em regime ordinário.
 - ix) Os produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação.
 - x) Os operadores de mercado.
 - xi) O operador Logístico de Mudança de Comercializador.
 - b) Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira:
 - i) Os clientes vinculados.
 - ii) Os clientes não vinculados.
 - iii) A concessionária do transporte e distribuição da RAA.
 - iv) A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.
 - v) Os produtores vinculados.
 - vi) Os produtores não vinculados.
 - vii) Os produtores em regime especial, nos termos previstos na legislação.

Artigo 3.º

Siglas e definições

- 1 - No presente Regulamento são utilizadas as seguintes siglas:

- a) AT - Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).
- b) BT - Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).
- c) BTE - Baixa Tensão Especial (fornecimentos em Baixa Tensão com a potência contratada superior a 41,4 kW).
- d) BTN - Baixa Tensão Normal (fornecimentos em Baixa Tensão com a potência contratada inferior ou igual 41,4 kVA).
- e) CAE - Contrato de aquisição de energia.
- f) CMEC - Custos para a manutenção do equilíbrio contratual, definidos no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.
- g) ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- h) INE - Instituto Nacional de Estatística.
- i) MAT - Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).
- j) MT - Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).
- k) RA - Regiões Autónomas.
- l) RAA - Região Autónoma dos Açores.
- m) RAM - Região Autónoma da Madeira.
- n) RND - Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão.
- o) RNT - Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental.
- p) SEN - Sistema Elétrico Nacional.

2 - Para efeitos do presente Regulamento, entende-se por:

- a) Ativo fixo - ativo com caráter duradouro ou de permanência numa empresa, definido de acordo com o normativo contabilístico em vigor.
- b) Agente de mercado - entidade que transaciona energia elétrica nos mercados organizados ou por contratação bilateral, designadamente: produtor em regime ordinário, produtor em regime especial, comercializador, comercializador de último recurso, Agente Comercial e cliente.
- c) Ajustamento para perdas - mecanismo que relaciona a energia elétrica medida num ponto da rede com as perdas que o seu trânsito origina, a partir de um outro ponto.
- d) Cliente - pessoa singular ou coletiva que, através da celebração de um contrato de fornecimento, compra energia elétrica para consumo próprio.

- d1) Cliente economicamente vulnerável - é a pessoa singular que se encontra na condição de beneficiar da tarifa social de fornecimento de eletricidade, nos termos do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 31 de dezembro.
- e) Cogrador - entidade que detenha uma instalação de cogeração licenciada, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março.
- f) Comercializador - entidade titular de licença de comercialização de energia elétrica, cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros, em Portugal continental.
- g) Comercializador de último recurso - entidade titular de licença de comercialização para fornecimento de energia elétrica, que no exercício da sua atividade está sujeita à obrigação da prestação de serviço público universal e que assegura a aquisição da eletricidade produzida pelos produtores em regime especial que beneficiem de remuneração garantida, nos termos da lei. do serviço de fornecimento de energia elétrica.
- h) Consumos sazonais - consumos referentes a atividades económicas que apresentem pelo menos cinco meses consecutivos de ausência de consumo num período anual, excluindo-se, nomeadamente, consumos referentes a casas de habitação.
- i) Distribuição - veiculação de energia elétrica através de redes em alta, média ou baixa tensão, para entrega a clientes, excluindo a comercialização.
- j) Concessionária da Zona Piloto - entidade concessionária responsável pela gestão da Zona Piloto destinada à produção de energia elétrica a partir da energia das ondas.
- k) Entrega de energia elétrica - alimentação física de energia elétrica.
- l) Fontes de energia renováveis - as fontes de energia não fósseis renováveis, tais como: energia eólica, solar, geotérmica, das ondas, das marés, hídrica, biomassa, gás de aterro, gás proveniente de estações de tratamento de águas residuais e biogás.
- m) Fornecimentos a clientes - quantidades envolvidas na faturação das tarifas de Venda a Clientes Finais.
- ~~n) Índice de preços implícitos no Consumo Privado - variação dos preços do Consumo Final das Famílias, divulgada pelo INE nas "Contas nacionais trimestrais".~~
- o) Operador da rede - entidade titular de concessão, ao abrigo da qual é autorizada a exercer a atividade de transporte ou de distribuição de energia elétrica, correspondendo a uma das seguintes entidades cujas funções estão previstas no Regulamento de Relações Comerciais: a entidade concessionária da RNT, a entidade titular da concessão da RND, as entidades titulares da concessão de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT, a concessionária do transporte e distribuição da RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

- p) Operadores de mercado - entidades responsáveis pela gestão de mercados organizados, nas modalidades de contratação diária, intradiária ou a prazo.
- q) Perdas - diferença entre a energia que entra num sistema elétrico e a energia que sai desse sistema elétrico, no mesmo intervalo de tempo.
- r) Período horário - intervalo de tempo no qual a energia ativa é faturada ao mesmo preço.
- s) Produtor em regime especial - entidade titular de licença de produção de energia elétrica **sujeita a regime jurídico específico, designadamente a partir de cogeração, e a partir de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, miniprodução, microprodução ou outra produção sem injeção de potência na rede, bem como a produção de eletricidade através de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, não sujeita a legislação específica.** ~~a partir de fontes de energia renovável, resíduos, cogeração, miniprodução, microprodução ou outra produção em BT, atribuída nos termos de legislação específica.~~
- t) Produtor em regime ordinário - entidade titular de licença de produção de energia elétrica que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade com incentivos à utilização de recursos endógenos e renováveis ou à produção combinada de calor e eletricidade.
- u) Receção de energia elétrica - entrada física de energia elétrica.
- v) Serviços de sistema - serviços necessários para a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.
- w) Transporte - veiculação de energia elétrica numa rede interligada de Muito Alta Tensão e Alta Tensão, para efeitos de receção dos produtores e entrega a distribuidores ou a grandes clientes finais, mas sem incluir a comercialização.
- x) Uso das redes - utilização das redes e instalações nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

3 - Para efeitos do presente Regulamento e para Portugal continental, utilizam-se as expressões comercializador de último recurso, distribuidor ou operador das redes de distribuição, com os seguintes significados, consoante se empregue o singular ou o plural, nos seguintes termos:

- a) No singular:
 - i) a EDP Serviço Universal, S.A, compreendendo todos os níveis de tensão de comercialização de último recurso.
 - ii) a EDP Distribuição - Energia, S.A., compreendendo todos os níveis de tensão de comercialização, distribuição ou operação das redes.

- b) No plural: EDP Serviço Universal, S.A, a EDP Distribuição - Energia, S.A., nos termos referidos no número anterior, bem como os demais comercializadores de último recurso e operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT.

Artigo 4.º

Prazos

- 1 - Sem prejuízo de outra indicação específica, os prazos estabelecidos no presente Regulamento que não tenham natureza administrativa são prazos contínuos.
- 2 - Os prazos previstos no número anterior contam-se nos termos **gerais previstos no** ~~de Artigo 279.º de~~ Código Civil.
- 3 - Os prazos **de natureza administrativa** fixados no presente Regulamento que envolvam entidades públicas contam-se nos termos do ~~Artigo 72.º de~~ Código do Procedimento Administrativo.

Artigo 5.º

Princípios gerais

O presente Regulamento fundamenta-se no respeito pelos seguintes princípios:

- a) Igualdade de tratamento e de oportunidades.
- b) Uniformidade tarifária, de modo que, ~~em cada momento,~~ o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes ~~finais dos comercializadores de último recurso de Portugal continental, da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM tendo em conta~~ **promovendo-se a convergência dos sistemas elétricos do continente e das Regiões Autónomas,** ~~nos termos consagrados no Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março.~~
- b1) Inexistência de subsidiações cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade tarifária.**
- c) Criação de incentivos às empresas reguladas para permitir o desempenho das suas atividades de uma forma economicamente eficiente, respeitando os padrões de qualidade de serviço estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço e mantendo níveis adequados de segurança na produção, no transporte e na distribuição de energia elétrica.
- d) **Contribuição para a promoção da eficiência energética e da qualidade ambiental.** ~~Contribuição para a melhoria das condições ambientais, permitindo, nomeadamente, uma~~

~~maior transparência na utilização de energias renováveis e endógenas bem como o planeamento e gestão dos recursos energéticos.~~

- e) Proteção dos clientes face à evolução das tarifas, assegurando simultaneamente o equilíbrio económico e financeiro às atividades exercidas em regime de serviço público ~~empresas reguladas~~ em condições de gestão eficiente.
- f) ~~Transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente das redes e demais instalações do SEN, através da~~ repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas., ~~tendo em vista a eficiência económica na utilização das redes e da energia elétrica.~~
- g) Transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas.
- h) Estabilidade das tarifas ~~tendo em conta~~ considerando as expectativas dos consumidores.

Artigo 5-A.º

Obrigações de serviço público

1 - No exercício das suas atividades, os sujeitos intervenientes no SEN devem observar as obrigações de serviço público estabelecidas na lei.

2 - Nos termos definidos na lei, são obrigações de serviço público, nomeadamente:

- a) A segurança, a regularidade e a qualidade do abastecimento.
- b) A garantia da universalidade de prestação do serviço.
- c) A garantia de ligação de todos os clientes às redes.
- d) A proteção dos consumidores, designadamente quanto a tarifas e preços.
- e) A promoção da eficiência energética, a utilização racional dos recursos renováveis e endógenos e a proteção do ambiente.
- f) A convergência do SEN, traduzida na solidariedade e cooperação com os sistemas elétricos das Regiões Autónomas.

Capítulo II

Atividades e contas das empresas reguladas

Artigo 6.º

Atividade do Agente Comercial

Para efeitos do presente Regulamento, o Agente Comercial exerce a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica nos termos do Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 7.º

Atividades do operador da rede de transporte em Portugal continental

Para efeitos do presente Regulamento, o operador da rede de transporte em Portugal continental desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes atividades:

- a) Gestão Global do Sistema.
- b) Transporte de Energia Elétrica.

Artigo 8.º

Atividades do operador da rede de distribuição em Portugal continental

Para efeitos do presente Regulamento, o operador da rede de distribuição desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes atividades:

- a) Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.
- b) Distribuição de Energia Elétrica.

Artigo 9.º

Atividades do comercializador de último recurso

Para efeitos do presente Regulamento, o comercializador de último recurso desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes atividades:

- a) Compra e Venda de Energia Elétrica.
- b) Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.
- c) Comercialização.

Artigo 10.º

Atividades da concessionária do transporte e distribuição da RAA

Para efeitos do presente Regulamento, a concessionária do transporte e distribuição da RAA desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes atividades:

- a) Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.
- b) Distribuição de Energia Elétrica.
- c) Comercialização de Energia Elétrica.

Artigo 11.º

Atividades da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Para efeitos do presente Regulamento, a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM desenvolve, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, as seguintes atividades:

- a) Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.
- b) Distribuição de Energia Elétrica.
- c) Comercialização de Energia Elétrica.

Artigo 12.º

Taxas de remuneração

~~1— As taxas de remuneração das atividades reguladas definidas no Capítulo IV estão sujeitas ao princípio da indexação da taxa de juro sem risco.~~

As taxas de remuneração das atividades reguladas definidas no Capítulo IV estão sujeitas à:

- a) Aplicação de metodologia de indexação que reflita a evolução do enquadramento económico e financeiro, definida pela ERSE para o período de regulação;**
- b) Consideração de custos de financiamento e estruturas de capital eficientes.**

~~2— A base de indexação é definida pela ERSE para o período de regulação.~~

Artigo 13.º

Contas reguladas

1 - A entidade concessionária da RNT, a concessionária da Zona Piloto, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem manter atualizada a contabilidade para efeitos de regulação, adiante denominada de contas reguladas, que permita a aplicação do presente Regulamento.

2 - As contas reguladas devem obedecer às regras estabelecidas no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

3 - A ERSE, sempre que julgar conveniente, pode aprovar ou emitir normas e metodologias complementares que permitam especificar, detalhar ou clarificar as regras a que devem obedecer as contas reguladas.

4 - As normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE aplicam-se às contas do ano civil em que são publicadas e às dos anos seguintes.

5 - As contas reguladas enviadas anualmente à ERSE, de acordo com o estabelecido no Capítulo VI do presente Regulamento, são aprovadas pela ERSE constituindo as contas reguladas aprovadas.

6 - As contas reguladas, enviadas à ERSE para aprovação, devem ser preparadas tomando sempre como base as contas reguladas aprovadas do ano anterior.

7 - O agente comercial, a entidade concessionária da RNT, a concessionária da Zona Piloto, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, no início de cada período de regulação, a designação da empresa de auditoria que irá certificar as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação. Caso ocorra a cessação contratual com a empresa de auditoria durante o período regulatório, deverá ser designada num prazo de 15 dias nova empresa de auditoria que irá certificar as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação, sendo dado conhecimento à ERSE.

Artigo 14.º

Relatório sumário das demonstrações financeiras das atividades reguladas

1 - O relatório sumário das demonstrações financeiras anuais das atividades reguladas deve incluir o balanço, demonstração de resultados e respetivas notas anexas, nos termos das

Normas Complementares emitidas pela ERSE, bem como a certificação das contas reguladas efetuada pelos auditores externos a que estão obrigadas ao abrigo deste regulamento.

2 - O relatório referido no número anterior deve ser disponibilizado nas páginas da internet das empresas reguladas, até 1 de maio.

Artigo 15.º

Auditorias para verificação do cumprimento do Regulamento Tarifário

~~1 - Sempre que considere necessário para efeitos de verificação do cumprimento do Regulamento Tarifário, a ERSE pode, por iniciativa própria, desencadear auditorias complementares à auditoria financeira realizada pela entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no âmbito da certificação das contas reguladas do final de cada exercício económico a que se encontram obrigadas por este regulamento.~~

1A- As entidades abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento deverão recorrer a mecanismos de auditoria para verificar o cumprimento das disposições regulamentares que lhes são aplicáveis.

~~2 - As auditorias complementares referidas no número anterior são promovidas pelas entidades reguladas, recorrendo para o efeito a auditores externos independentes de reconhecida idoneidade.~~

2A - O conteúdo e os termos de referência das auditorias e os critérios de seleção das entidades responsáveis pela realização das auditorias são aprovadas pela ERSE, na sequência de proposta das entidades responsáveis pela promoção das auditorias.

~~3 - O âmbito das referidas auditorias e os critérios de seleção das entidades responsáveis pela sua realização são aprovadas pela ERSE, na sequência de proposta das entidades responsáveis pela promoção das auditorias.~~

3A - Cabe à ERSE aprovar um plano de realização de auditorias, o qual deverá conter as matérias que estão sujeitas à realização de auditorias periódicas, nos termos da regulamentação específica aplicável.

~~4 - Os relatórios das auditorias são enviados à ERSE devendo ser igualmente publicados pelas entidades reguladas nas respetivas páginas da internet, salvo se a ERSE considerar haver informação reservada.~~

4A - Sem prejuízo do disposto no número anterior, sempre que o considere necessário, a ERSE pode solicitar às entidades abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente regulamento ou por iniciativa própria, desencadear auditorias complementares às auditorias financeiras ou de outra natureza realizadas pelo agente comercial, a entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no âmbito da certificação das contas reguladas do final de cada exercício económico a que se encontram obrigadas por este regulamento, fundamentando o seu pedido.

5 - Os custos com a realização das auditorias referidas nos números anteriores são suportados pelas empresas reguladas, sendo podendo ser aceites para efeitos de regulação.

6 - Caso as auditorias complementares referidas no número anterior sejam promovidas pelas entidades sujeitas a regulação, estas devem recorrer a auditores externos, independentes e de reconhecida idoneidade.

Artigo 16.º

Envio de informação

1 - Sem prejuízo dos prazos estipulados e da informação a enviar à ERSE de acordo com o estabelecido no Capítulo VI do presente Regulamento, sempre que considere necessário, a ERSE pode:

- a) Solicitar informação prevista no presente regulamento, noutros prazos.
- b) Solicitar informação adicional ou complementar.

2 - A informação solicitada ao abrigo do número anterior deve ser enviada à ERSE em prazos específicos a estabelecer, caso a caso, pela ERSE.

Capítulo III

Tarifas reguladas

Secção I

Disposições gerais

Artigo 17.º

Definição das Tarifas

O presente Regulamento define as seguintes tarifas:

- a) Tarifas de Acesso às Redes.
 - a1) Tarifa Social de Acesso às Redes.**
- b) Tarifas **transitórias** de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso.
 - b1) Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso.**
- c) Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.
- d) Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.
- e) Tarifa de Energia.
- f) Tarifas de Uso Global do Sistema.
- g) Tarifas de Uso da Rede de Transporte:
 - i) Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores.
 - ii) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.
 - iii) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT.
- h) Tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte.
- i) Tarifas de Uso da Rede de Distribuição:
 - i) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.
 - ii) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.
 - iii) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.
- j) Tarifas de Comercialização:
 - i) Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT.
 - ii) Tarifa de Comercialização em BTE.
 - iii) Tarifa de Comercialização em BTN.

Artigo 18.º

Fixação das tarifas

1 - As tarifas referidas no artigo anterior são estabelecidas de acordo com as metodologias definidas no Capítulo IV e no Capítulo V e com os procedimentos definidos no Capítulo VI.

2 - O operador da rede de transporte, os operadores das redes de distribuição, os comercializadores de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM podem propor à ERSE tarifas e respetivas regras de aplicação que proporcionem níveis de proveitos inferiores aos estabelecidos pela ERSE.

3 - As tarifas referidas no número anterior devem ser oferecidas de forma não discriminatória, sendo-lhe aplicáveis os demais princípios previstos no Artigo 5.º.

4 - No caso das tarifas estabelecidas ao abrigo do n.º 2 -, a correspondente redução nos proveitos não é considerada para efeitos de determinação dos ajustamentos anuais previstos no Capítulo IV.

Secção II

Estrutura do tarifário em Portugal continental

Artigo 19.º

Tarifas e proveitos

1 - As tarifas previstas no presente capítulo nos termos do Quadro 1 e do Quadro 2 são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV.

2 - 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 deve proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e da atividade de Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte.

3 - A 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 deve proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica.

4 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT e de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

devem proporcionar a restante parcela dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica.

5 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

6 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efetuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.

7 - As tarifas de Comercialização em ~~MAT~~, AT e MT, de Comercialização em BTE e de Comercialização em BTN a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes devem proporcionar os proveitos permitidos ~~da~~ a recuperar na atividade de Comercialização.

8 - A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição deve proporcionar os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição, ~~designadamente os~~ relativos à gestão global do sistema, à compra e venda de energia elétrica do agente comercial, ao diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual e aos défices tarifários, **entre outros**.

9 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT e de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição devem proporcionar os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição relativos ao transporte de energia elétrica.

10 - Os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição definidos nos n.ºs 8 - e 9 - coincidem com os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

11 - A tarifa de Energia, a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes, deve recuperar os custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes.

12 - Os comercializadores de último recurso aplicam aos fornecimentos a clientes as tarifas referidas nos n.ºs 5 -, 8 - e 9 -, que lhes permitem recuperar os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.

13 - As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em ~~BTN~~ aplicam-se aos clientes em ~~BTN~~ dos comercializadores de último recurso e resultam da adição das tarifas referidas nos n.ºs 5 -, 7 -, 8 -, 9 - e 11 -, acrescidas de um fator de atualização, nos termos do Artigo 20.º.

14 - As tarifas de Acesso às Redes aplicam-se às entregas dos operadores das redes de distribuição e resultam da adição das tarifas referidas nos n.ºs 5 -, 8 - e 9 -, nos termos do Artigo 21.º.

15 - Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

16 - As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, referidas no n.º 13 -, podem ser revistas trimestralmente, por decisão da ERSE, nos termos da legislação aplicável.

QUADRO 1 – TARIFAS E PROVEITOS DO AGENTE COMERCIAL, DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE E DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Agente Comercial	Operador da Rede de Transporte		Operadores das redes de distribuição		Clientes
Proveitos	Proveitos	Tarifas	Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão
Proveitos Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica		UGS ^T	Proveitos a recuperar pela tarifa de UGS	UGS	MAT
					AT
	Proveitos Atividade de Gestão Global do Sistema				MT
			Diferencial PRE		BT
	Proveitos Atividade de Transporte de Energia Elétrica	URT _P			
		URT _{MAT}		URT _{MAT}	MAT
		URT _{AT}	Proveitos a recuperar pelas tarifas de URT	URT _{AT}	AT MT BT
			Proveitos Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	URD _{AT}	AT MT BT
				URD _{MT}	MT BT
				URD _{BT}	BT

QUADRO 2 - TARIFAS E PROVEITOS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Comercializadores de último recurso		Cientes
Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão
Proveitos Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	UGS + URT_{MAT}	MAT
	UGS + URT _{AT} + URD _{AT}	AT
	UGS + URT _{AT} + URD _{AT} + URD _{MT}	MT
	UGS + URT _{AT} + URD _{AT} + URD _{MT} + URD _{BT}	BT > 41,4 kW
	UGS + URT _{AT} + URD _{AT} + URD _{MT} + URD _{BT}	BT ≤ 41,4 kVA
Proveitos Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	E	MAT
		AT
		MT
		BT
Proveitos da Atividade de Comercialização	C _{NT}	MAT
		AT
		MT
	C _{BTE}	BT > 41,4 kW
	C _{BTN}	BT ≤ 41,4 kVA

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS ^T	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
Diferencial PRE	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial
URT _P	Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores
URT_{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C _{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT , AT e MT
C _{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C _{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN

Artigo 20.º

Tarifas a aplicar aos clientes em ~~BTN~~ dos comercializadores de último recurso

1 - ~~As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN aplicam-se aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso a clientes em BTN de Portugal continental.~~ Os comercializadores de último recurso aplicam as seguintes tarifas:

- a) Tarifa Social de Venda a Clientes Finais.
- b) Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.
- c) Tarifas de venda a clientes finais em locais onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado.
- d) Tarifas de venda a clientes finais cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercializador de eletricidade.

1A - A tarifa Social de Venda a Clientes Finais é aplicável aos clientes finais economicamente vulneráveis, definidos nos termos da legislação aplicável.

1B - A tarifa Social de Venda a Clientes Finais é calculada nos termos do Artigo 72.º.

2 - As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN resultam da adição das tarifas de Energia, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização, acrescidas de um fator de atualização, aplicáveis pelos comercializadores de último recurso, conforme estabelecido no Quadro 3.

2A – Nas situações referidas nas alíneas c) e d) do n.º 1 - aplicam-se as tarifas transitórias legalmente estabelecidas e, após a extinção destas, o preço equivalente à soma das parcelas relevantes da tarifa que serve de base ao cálculo da tarifa Social de Venda a Clientes Finais, nos termos da legislação aplicável.

~~3 – O conjunto de proveitos a proporcionar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do comercializador de último recurso coincide com o conjunto de proveitos resultante da aplicação das tarifas referidas no número anterior aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.~~

QUADRO 3 – TARIFAS INCLUÍDAS NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Tarifas por Atividade	Tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso
	BTN
E	X
UGS	X
URT _{AT}	X
URD _{AT}	X
URD _{MT}	X
URD _{BT}	X
C _{BTN}	X

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C _{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN

Artigo 21.º

Tarifas a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição

- 1 - Os clientes ligados às redes do Sistema Público têm direito ao acesso e uso da RNT e das redes de distribuição em AT, MT e BT, nos termos do estabelecido no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.
- 2 - Às entregas dos operadores das redes de distribuição aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes.
- 3 - As tarifas de Acesso às Redes resultam da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, aplicáveis pelos operadores das redes de distribuição, conforme estabelecido no Quadro 4.

4 - Os operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT devem pagar ao operador da rede de distribuição em MT e AT as componentes definidas no Regulamento de Relações Comerciais.

5 - Às entregas aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT e que optem por adquirir a energia elétrica para fornecer os seus clientes nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais aplica-se a regra de faturação estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 4 - TARIFAS INCLUÍDAS NAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Tarifas por Atividade	Tarifas aplicáveis às entregas dos operadores das redes de distribuição				
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
UGS	X	X	X	X	X
URT _{MAT}	X	-	-	-	-
URT _{AT}	-	X	X	X	X
URD _{AT}	-	X	X	X	X
URD _{MT}	-	-	X	X	X
URD _{BT}	-	-	-	X	X

Legenda:

UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT _{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

Artigo 22.º

Tarifas a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT

1 - A tarifa de Venda do Operador da Rede de Transporte é aplicada às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT.

2 - A tarifa referida no número anterior é composta por duas parcelas:

- a) Tarifa de Uso Global do Sistema.
- b) Tarifas de Uso da Rede de Transporte.

3 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte, referidas na alínea b) do número anterior, são as seguintes:

- a) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, para as entregas em MAT.
- b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, para as restantes entregas.

Artigo 23.º

Estrutura geral das tarifas

1 - Sem prejuízo do estabelecido nas Secções seguintes, as tarifas definidas na presente Secção são compostas pelos seguintes preços:

- a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.
- b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.
- c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.
- d) Preços da energia ativa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh.
- e) Preços da energia reativa capacitiva e indutiva, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços definidos no número anterior podem ser diferenciados segundo os seguintes critérios:

- a) Nível de tensão.
- b) Período tarifário.

Artigo 24.º

Estrutura geral das tarifas reguladas por atividade

A estrutura geral dos preços que compõem as tarifas por atividade estabelecidas no presente capítulo é a constante do Quadro 5.

QUADRO 5 - ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

Tarifas por Atividade	Preços das Tarifas								
	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri	TF
E	-	-	X	X	X	X	-	-	-
UGS	X	-	X	X	X	X	-	-	-
URT _{MAT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URT _{AT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD _{AT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD _{MT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
URD _{BT}	X	X	X	X	X	X	X	X	-
C _{NT}	-	-	X	X	X	X	-	-	X
C _{BTE}	-	-	X	X	X	X	-	-	X
C _{BTN}	-	-	X	X	X	X	-	-	X

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT _{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C _{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C _{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C _{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN
TPc	Preço de potência contratada
TPp	Preço de potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia ativa em horas de ponta
TWc	Preço da energia ativa em horas cheias
TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio
TWrc	Preço da energia reativa capacitiva
TWri	Preço da energia reativa indutiva
TF	Preço do termo tarifário fixo

Artigo 25.º

Estrutura geral das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN dos Comercializadores de Último Recurso

1 - A estrutura geral das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN dos Comercializadores de Último Recurso é coincidente a constante do Quadro 6, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por atividade a aplicar pelos comercializadores de último recurso, apresentada no Quadro 3 do Artigo 20.º e no Quadro 5 do Artigo 24.º, após a sua conversão para o respetivo nível de tensão de fornecimento.

2 - Nos fornecimentos em BTN, os preços das tarifas por atividade são agregados conforme apresentado no Quadro 6.

QUADRO 6 - ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Tarifas de Venda a Clientes Finais		Preços das Tarifas								
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri	TF
BTN (3)	3	UGS URD _{BT}	-	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} C _{BTN}	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} C _{BTN}	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} C _{BTN}		-	-	C _{BTN}
BTN (2)	2	UGS URD _{BT}	-	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} C _{BTN}	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} C _{BTN}	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} C _{BTN}		-	-	C _{BTN}
BTN (1)	1	UGS URD _{BT}	-	E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} C _{BTN}		E UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} C _{BTN}		-	-	C _{BTN}

Legenda:

(3) Tarifas de BTN tri-horárias

(2) Tarifas de BTN bi-horárias

(1) Tarifas de BTN simples

TPc Preço de potência contratada

TPp Preço de potência em horas de ponta

TWp Preço da energia ativa em horas de ponta

TWc Preço da energia ativa em horas cheias

TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio
TWrc	Preço da energia reativa capacitiva
TWri	Preço da energia reativa indutiva
TF	Preço do termo tarifário fixo
E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C _{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN

Artigo 26.º

Estrutura geral das Tarifas de Acesso às Redes

1 - A estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição em cada nível de tensão é a constante do Quadro 7, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por atividade a aplicar pelos operadores das redes de distribuição, apresentada no Quadro 4 do Artigo 21.º e no Quadro 5 do Artigo 24.º, após a sua conversão para o respetivo nível de tensão de entrega.

2 - Nas entregas em BT dos operadores das redes de distribuição os preços das tarifas por atividade são agregados conforme apresentado no Quadro 7.

QUADRO 7 - ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Tarifas de Acesso às Redes	Preços das Tarifas							
Nível de Tensão	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri
MAT	UGS URT _{MAT}	URT _{MAT}	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT} UGS	URT _{MAT}	URT _{MAT}
AT	UGS URD _{AT}	URT _{AT} URD _{AT}	UGS URT _{AT} URD _{AT}	UGS URT _{AT} URD _{AT}	UGS URT _{AT} URD _{AT}	UGS URT _{AT} URD _{AT}	URD _{AT}	URD _{AT}
MT	UGS URD _{MT}	URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	URD _{MT}	URD _{MT}
BTE	UGS URD _{BT}	URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	URD _{BT}	URD _{BT}
BTN (3)	UGS URD _{BT}	-	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}		-	-
BTN (2)	UGS URD _{BT}	-	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}		UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}		-	-
BTN (1)	UGS URD _{BT}	-	UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}				-	-

Legenda:

- (3) Tarifas de BTN tri-horárias
- (2) Tarifas de BTN bi-horárias
- (1) Tarifas de BTN simples
- TPc Preço de potência contratada
- TPp Preço de potência em horas de ponta
- TWp Preço da energia ativa em horas de ponta
- TWc Preço da energia ativa em horas cheias
- TWvn Preço da energia ativa em horas de vazio normal
- TWsv Preço da energia ativa em horas de super vazio
- TWrc Preço da energia reativa capacitiva
- TWri Preço da energia reativa indutiva

UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT _{MAT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

Artigo 27.º

Períodos tarifários

1 - Para efeitos do presente Regulamento consideram-se os seguintes períodos tarifários:

- a) Períodos trimestrais.
- b) Períodos horários.

2 - Consideram-se os seguintes períodos trimestrais de entrega de energia elétrica:

- a) Período Ide 1 de janeiro a 31 de março.
- b) Período IIde 1 de abril a 30 de junho.
- c) Período IIIde 1 de julho a 30 de setembro.
- d) Período IVde 1 de outubro a 31 de dezembro.

3 - Consideram-se os seguintes períodos horários de entrega de energia elétrica:

- a) Horas de ponta.
- b) Horas cheias.
- c) Horas de vazio normal.
- d) Horas de super vazio.

4 - O período horário de vazio aplicável nas tarifas com dois e três períodos horários engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio.

5 - O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

6 - A duração dos períodos horários estabelecidos no n.º 3 - é diferenciada de acordo com o ciclo semanal e com o ciclo diário, definidos nos Quadros 8.1 e 8.2.

7 - Para os clientes em MT, AT e MAT com ciclo semanal consideram-se os feriados nacionais como períodos de vazio.

QUADRO 8 - DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS

Quadro 8.1 - Ciclo semanal:

Hora legal de inverno	Hora legal de verão
<p>Segunda a Sexta-feira</p> <p>Ponta: 5 h / dia</p> <p>Cheias: 12 h / dia</p> <p>Vazio normal: 3 h / dia</p> <p>Super vazio: 4 h / dia</p>	<p>Segunda a Sexta-feira</p> <p>Ponta: 3 h / dia</p> <p>Cheias: 14 h / dia</p> <p>Vazio normal: 3 h / dia</p> <p>Super vazio: 4 h / dia</p>
<p>Sábados</p> <p>Cheias: 7 h / dia</p> <p>Vazio normal: 13 h / dia</p> <p>Super vazio: 4 h / dia</p>	<p>Sábados</p> <p>Cheias: 7 h / dia</p> <p>Vazio normal: 13 h / dia</p> <p>Super vazio: 4 h / dia</p>
<p>Domingos</p> <p>Vazio normal: 20 h / dia</p> <p>Super vazio: 4 h / dia</p>	<p>Domingos</p> <p>Vazio normal: 20 h / dia</p> <p>Super vazio: 4 h / dia</p>

Quadro 8.2 - Ciclo diário:

Hora legal de inverno	Hora legal de verão
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

Secção III

Estrutura do tarifário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Artigo 28.º

Tarifas e proveitos da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA

1 - As tarifas previstas na presente Secção nos termos do Quadro 9 são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV.

2 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA.

3 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efetuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.

4 - As tarifas de Comercialização em ~~MA~~AT e MT, de Comercialização em BTE e de Comercialização em BTN a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA.

5 - A tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados e às entregas a clientes não vinculados devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA.

6 - A tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados deve proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA.

7 - Os custos com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos pelo operador da rede de transporte em Portugal continental e os custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA constituem a parcela restante dos proveitos permitidos à entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA.

8 - Os custos administrativos de interesse regional, que eventualmente tenham sido criados a partir da data da extensão da regulação da ERSE às Regiões Autónomas, determinada pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março, poderão ser avaliados pela ERSE para efeitos tarifários, por decisão da ERSE, aprovado na sequência de parecer do Conselho Tarifário e ouvidos os interessados, considerando os princípios e os pressupostos da convergência tarifária estabelecidos em legislação nacional, designadamente no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

9 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aplicam-se aos clientes vinculados e resultam da adição das tarifas referidas nos n.ºs 2 -, 4 -, 5 - e 6 -, nos termos do Artigo 30.º.

10 - Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

QUADRO 9 - TARIFAS E PROVEITOS DA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA RAA

Concessionária do transporte e distribuição da RAA			Clientes			
Proveitos	Custos convergência tarifária	Tarifas	Níveis de Tensão	Clientes vinculados	Clientes não vinculados	
Proveitos Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA	SA _{AGS}	E	MT	x	-	
			BT	x	-	
	UGS + URT _{AT}	MT	x	x		
		BT	x	-		
SRAA _{AGS}	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-		
Proveitos Atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA	SA _D	URD _{AT} + URD _{MT}	MT	x	x	
			URD _{AT} + URD _{MT} + URD _{BT}	BT	x	-
	SRAA _D	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-	
Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA	SA _C	C _{NT}	MT	x	-	
			C _{BTE}	BT > 41,4 kW	x	-
			C _{BTN}	BT ≤ 41,4 kVA	x	-
	SRAA _C	Incluído nas TVCF	MT e BT	x	-	

Legenda:

E	Tarifa de Energia
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
URT _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD _{AT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD _{MT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD _{BT}	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
C _{NT}	Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
C _{BTE}	Tarifa de Comercialização em BTE
C _{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
SA _{AGS}	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SA _D	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SA _C	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SRAA _{AGS}	Custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema

SRAA _b	Custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de Distribuição de Energia Elétrica
SRAA _c	Custos com a convergência tarifária na RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de Comercialização de Energia Elétrica

Artigo 29.º

Tarifas e proveitos da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

- 1 - As tarifas previstas na presente Secção nos termos do Quadro 10 são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV.
- 2 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM.
- 3 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são aplicadas às entregas do nível de tensão em que é efetuada a entrega e dos níveis de tensão inferiores.
- 4 - As tarifas de Comercialização em ~~MAT~~, AT e MT, de Comercialização em BTE e de Comercialização em BTN a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM.
- 5 - A tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados e às entregas a clientes não vinculados devem proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM.
- 6 - A tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos a clientes vinculados deve proporcionar uma parcela dos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM.
- 7 - Os custos com a convergência tarifária na RAM a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos pelo operador da rede de transporte em Portugal continental e os custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM constituem a parcela restante dos proveitos permitidos à entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

8 - Os custos administrativos de interesse regional, que eventualmente tenham sido criados a partir da data da extensão da regulação da ERSE às Regiões Autónomas, determinada pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março, poderão ser avaliados pela ERSE para efeitos tarifários, por decisão da ERSE, aprovado na sequência de parecer do Conselho Tarifário e ouvidos os interessados, considerando os princípios e os pressupostos da convergência tarifária estabelecidos em legislação nacional, designadamente no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro.

9 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aplicam-se aos clientes vinculados e resultam da adição das tarifas referidas nos n.ºs 2 -, 4 -, 5 - e 6 -, nos termos do Artigo 30.º.

10 - Os preços das tarifas estabelecidas no presente Regulamento são definidos anualmente.

QUADRO 10 - TARIFAS E PROVEITOS DA CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIDOR VINCULADO DA RAM

Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM			Clientes		
Proveitos	Custos convergência tarifária	Tarifas	Níveis de Tensão	Clientes vinculados	Clientes não vinculados
Proveitos Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM		E	MT	x	-
			BT	x	-
	SM _{AGS}	UGS + UR _{TAT}	MT	x	x
			BT	x	-
SRAM _{AGS}	Incluído nas TVCF	MT, e BT	x	-	
Proveitos Atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM	SM _D	UR _{DAT} + UR _{D_{MT}}	MT	x	x
		UR _{DAT} + UR _{D_{MT}} + UR _{D_{BT}}	BT	x	-
	SRAM _D	Incluído nas TVCF	MT, e BT	x	-
Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM	SM _C	C _{NT}	MT	x	-
		C _{BTE}	BT > 41,4 kW	x	-
		C _{BTN}	BT ≤ 41,4 kVA	x	-
	SRAM _C	Incluído nas TVCF	MT, e BT	x	-

Legenda:

- E Tarifa de Energia
- UGS Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
- UR_{TAT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
- UR_{DAT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
- UR_{D_{MT}} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
- UR_{D_{BT}} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
- C_{NT} Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT
- C_{BTE} Tarifa de Comercialização em BTE

C _{BTN}	Tarifa de Comercialização em BTN
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
SM _{AGS}	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SM _D	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SM _C	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental
SRAM _{AGS}	Custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema
SRAM _D	Custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de Distribuição de Energia Elétrica
SRAM _C	Custos com a convergência tarifária na RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de Comercialização de Energia Elétrica

Artigo 30.º

Tarifas a aplicar aos clientes vinculados

- 1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM aplicam-se aos clientes vinculados.
- 2 - Sem prejuízo do estabelecido na Secção VII do Capítulo V, aplicável à RAA, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são idênticos aos preços das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais ~~dos comercializadores de último recurso~~ em Portugal continental.
- 3 - Sem prejuízo do estabelecido na Secção VIII do Capítulo V, aplicável à RAM, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são idênticos aos preços das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais ~~dos comercializadores de último recurso~~ em Portugal continental.

Artigo 31.º

Tarifas a aplicar aos clientes não vinculados

- 1 - Os preços das tarifas de Acesso às Redes da RAA são idênticos aos preços das tarifas de Acesso às Redes dos operadores das redes de distribuição em Portugal continental.
- 2 - Os preços das tarifas de Acesso às Redes da RAM são idênticos aos preços das tarifas de Acesso às Redes dos operadores das redes de distribuição em Portugal continental.

Artigo 32.º

Estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM

1 - Sem prejuízo do estabelecido nas Secções seguintes, as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM são compostas pelos seguintes preços:

- a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.
- b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.
- c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.
- d) Preços da energia ativa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh.
- e) Preços da energia reativa capacitiva e indutiva, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços definidos no número anterior podem ser diferenciados segundo os seguintes critérios:

- a) Nível de tensão.
- b) Período tarifário.

Artigo 33.º

Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar aos clientes não vinculados da RAA e da RAM

A estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes a aplicar aos clientes não vinculados em cada nível de tensão é a constante do Quadro 7 do Artigo 26.º, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por atividade a aplicar pelos operadores das redes de distribuição de Portugal continental, apresentada no Quadro 4 do Artigo 21.º e no Quadro 5 do Artigo 24.º, após a sua conversão para o respetivo nível de tensão de entrega.

Artigo 34.º

Períodos tarifários aplicáveis na RAA e na RAM

1 - Para efeitos do presente Regulamento consideram-se os seguintes períodos tarifários:

- a) Períodos trimestrais.
- b) Períodos horários.

2 - Consideram-se os seguintes períodos trimestrais de entrega de energia elétrica:

- a) Período Ide 1 de janeiro a 31 de março.
- b) Período IIde 1 de abril a 30 de junho.

c) Período IIIde 1 de julho a 30 de setembro.

d) Período IVde 1 de outubro a 31 de dezembro.

3 - Consideram-se os seguintes períodos horários de entrega de energia elétrica:

a) Horas de ponta.

b) Horas cheias.

c) Horas de vazio normal.

d) Horas de super vazio.

4 - O período horário de fora de vazio aplicável nas tarifas com dois períodos horários engloba os períodos horários de ponta e cheias.

5 - O período horário de vazio, aplicável às tarifas com dois e três períodos horários, engloba os períodos horários de vazio normal e de super vazio.

6 - A duração dos períodos horários estabelecidos no n.º 3 - é diferenciada de acordo com o ciclo semanal e com o ciclo diário, definida no Quadro 11.

7 - A duração dos períodos horários do ciclo diário é definida no Quadro 11.

8 - A duração dos períodos horários do ciclo semanal será definida pela ERSE, mediante a apresentação de estudos, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, que demonstrem a adequabilidade da aplicação de períodos horários com ciclo semanal.

QUADRO 11 - DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS NA RAA E NA RAM

Hora legal de inverno	Hora legal de verão
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

Secção IV

Tarifas de Acesso às Redes

Artigo 35.º

Objeto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Acesso às Redes que devem proporcionar os seguintes proveitos:

- a) Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.
- b) Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

2 - As tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição resultam da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso das Redes de Distribuição.

Artigo 36.º

Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT e BTE

1 - As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

- a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.
- b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.
- c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.
- d) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- e) Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia ativa das entregas em MAT, AT e MT são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do Artigo 27.º.

3 - Os preços da energia ativa das entregas em BTE são discriminados em quatro períodos horários de acordo com o estabelecido no Artigo 27.º.

4 - Os preços da energia reativa são discriminados em:

- a) Preços da energia reativa indutiva.
- b) Preços da energia reativa capacitiva.

5 - Os preços da energia reativa indutiva e capacitiva coincidem com os preços da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega.

6 - A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias ativa e reativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 37.º

Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN

1 - As tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em BTN são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por mês.
- b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 12.

3 - Os preços da energia ativa em BTN, para potências contratadas superiores a 20,7 kVA, são discriminados em três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 27.º.

4 - Os preços de energia ativa em BTN, para potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA, são discriminadas em dois ou três períodos horários ou não apresentam diferenciação horária, de acordo com o estabelecido no Artigo 27.º.

5 - A potência e a energia ativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 12 - ESCALÕES DE POTÊNCIA **DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS** DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
BTN ≤ 20,7 kVA	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7
BTN > 20,7 kVA	27,6 – 34,5 – 41,4

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
BTN ≤ 20,7 kVA	
Tarifa Simples	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Bi-horária	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Tri-horária	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
BTN > 20,7 kVA	27,6 - 34,5 - 41,4

Artigo 37-A.º

Tarifas dinâmicas de Acesso às Redes

1 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 30 de abril de 2015, um Plano para a implementação de projetos piloto de tarifas dinâmicas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, com o objetivo de avaliar a introdução de tarifas dinâmicas de Acesso nestes níveis de tensão.

2 - Sem prejuízo de outros elementos considerados relevantes, o Plano deve apresentar informação fundamentada sobre as seguintes matérias:

- a) Tipologia de tarifa dinâmica;
- b) Número de períodos críticos no ano;
- c) Duração dos períodos críticos;
- d) Antecedência de notificação;
- e) Tipo de notificação;
- f) Níveis de preços;
- g) Natureza de obrigação;
- h) Critério de desencadeamento;
- i) Participação dos comercializadores;
- j) Clientes elegíveis.

3 - O Plano carece de aprovação da ERSE, devendo incluir uma análise benefício-custo.

Secção V

Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em-BTN dos comercializadores de último recurso de Portugal continental

Artigo 38.º

Objeto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em-BTN dos comercializadores de último recurso, que devem proporcionar os seguintes proveitos:

- a) Proveitos a recuperar relativos ao uso global do sistema, ao uso da rede de transporte e ao uso da rede de distribuição, que coincidem com os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.
- b) Proveitos permitidos das atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica e de Comercialização.

2 - As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em-BTN a aplicar aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso resultam da adição das tarifas de Energia, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização, acrescidas de um fator de atualização.

Artigo 39.º

Opções tarifárias

1 - As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN apresentam as opções tarifárias indicadas no Quadro 13.

2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos, no Quadro 13, valores limites da potência contratada.

3 - Nos fornecimentos em BTN, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efetua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

4 - As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.

5 - As opções tarifárias aplicáveis pelo Comercializador de Último Recurso nos restantes níveis de tensão são publicadas anualmente pela ERSE, durante a vigência do período transitório previsto na lei.

QUADRO 13 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS **TRANSITÓRIAS** DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência e Termo Tarifário Fixo (1)	Energia Ativa	Energia Reativa (3)	
				N.º Períodos Horários (2)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	2	-	-
	Tarifa Tri-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	3	-	-
	Tarifa de Médias Utilizações	27,6 a 41,4 kVA	a	3	-	-
	Tarifa de Longas Utilizações	27,6 a 41,4 kVA	a	3	-	-
	Tarifa Sazonal Simples	3,45 a 20,7 kVA	a	1	-	-
	Tarifa Sazonal Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	2	-	-
	Tarifa Sazonal Tri-horária	3,45 a 41,4 kVA	a	3	-	-

Notas:

- (1) – x Existência de preços de potência e de preços do termo tarifário fixo
a Existência de um preço correspondente ao escalão de potência e ao termo tarifário fixo
- Não aplicável
- (2) – 1 Sem diferenciação horária
2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio
3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio
- (3) – - Não aplicável

Artigo 40.º

Estrutura geral das opções tarifárias de ~~BTN~~

1 - As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

- a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.
b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 14.

3 - Na opção tarifária de BTN simples o preço da energia ativa não apresenta diferenciação horária.

4 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia ativa são discriminados em dois, ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 27.º.

5 - A potência e a energia ativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

6 - Nos restantes níveis de tensão, as variáveis de faturação das opções tarifárias são idênticas às das tarifas de Acesso às Redes estabelecidas no n.º 1 - do Artigo 36.º.

QUADRO 14 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Simples	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Bi-horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Tri-horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa de Médias Utilizações	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa de Longas Utilizações	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa Sazonal Tri-horária	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa Sazonal Simples	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Sazonal Bi-horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Sazonal Tri-horária	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7

Secção VI

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Artigo 41.º

Objeto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, que asseguram a observância do princípio da convergência tarifária na RAA.

2 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são aplicadas pela concessionária do transporte e distribuição da RAA.

Artigo 42.º

Opções tarifárias

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam em cada nível de tensão as opções tarifárias indicadas no Quadro 15.

2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 15 valores limites da potência contratada.

3 - Nos fornecimentos em BT, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efetua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.

4 - Os fornecimentos em BT com potência contratada superior a 41,4 kW são designados por fornecimentos em BTE.

5 - Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA são designados por fornecimentos em BTN.

~~6 - As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.~~

QUADRO 15 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Ativa		Energia Reativa (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 1,15 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Tri-horária	3,45 1,15 a 41,4 kVA	a	-	3	-	-
Baixa Tensão Especial	Tarifa Tetra-horária	> 41,4 kW	x	-	4	x	x
Média Tensão	Tarifa Tetra-horária	-	x	x	4	x	x

Notas:

- (1) – x Existência de preços de potência e de preços do termo tarifário fixo
a Existência de um preço correspondente ao escalão de potência e ao termo tarifário fixo
- Não aplicável
- (2) – - Preços sem diferenciação trimestral
x Preços com diferenciação trimestral
- (3) – 1 Sem diferenciação horária
2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio
3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio
4 Quatro períodos horários: ponta, cheias, vazio normal e super vazio
- (4) – - Não aplicável
x Existência de preço correspondente

Artigo 43.º

Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE

1 - As opções tarifárias de MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

- a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.
- b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.
- c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.
- d) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- e) Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia ativa nas opções tarifárias de MT são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 34.º.

3 - Os preços da energia ativa nas opções tarifárias de BTE são discriminados em quatro períodos horários de acordo com o estabelecido no Artigo 34.º.

4 - Os preços da energia reativa são discriminados em:

- a) Preços da energia reativa indutiva.
- b) Preços da energia reativa capacitiva.

5 - Os preços da energia reativa indutiva e capacitiva coincidem com os preços da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega, sem prejuízo do estabelecido na Secção VII do Capítulo V.

6 - A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias ativa e reativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 44.º

Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

1 - As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

- a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.
- b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 16.

3 - Na opção tarifária de BTN simples o preço da energia ativa não apresenta diferenciação horária.

4 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia ativa são discriminados em dois, ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 34.º.

5 - A potência e a energia ativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 16 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Simples	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7
Tarifa Bi-horária	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7
Tarifa Tri-horária	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7 – 27,6 – 34,5 – 41,4

Artigo 44-A.º

Tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE

1 - A entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 30 de abril de 2015, um Plano para a implementação de projetos piloto de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE, com o objetivo de introdução de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais nestes níveis de tensão.

2 - Sem prejuízo de outros elementos considerados relevantes, o Plano deve apresentar informação fundamentada sobre as seguintes matérias:

- a) Tipologia de tarifa dinâmica;
- b) Número de períodos críticos no ano;
- c) Duração dos períodos críticos;
- d) Antecedência de notificação;
- e) Tipo de notificação;
- f) Níveis de preços;
- g) Natureza de obrigação;
- h) Critério de desencadeamento;
- i) Clientes elegíveis.

3 - O Plano carece de aprovação da ERSE, devendo incluir uma análise benefício-custo.

Secção VII

Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Artigo 45.º

Objeto

- 1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, que asseguram a observância do princípio da convergência tarifária na RAM.
- 2 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são aplicadas pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

Artigo 46.º

Opções tarifárias

- 1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam em cada nível de tensão as opções tarifárias indicadas no Quadro 17.
- 2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 17 valores limites da potência contratada.
- 3 - Nos fornecimentos em BT, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efetua à tensão de 400 V entre fases, a que corresponde 230 V entre fase e neutro.
- 4 - Os fornecimentos em BT com potência contratada superior a 41,4 kW são designados por fornecimentos em BTE.
- 5 - Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA são designados por fornecimentos em BTN.
- ~~6 - As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.~~

QUADRO 17 - OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA
RAM

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Ativa		Energia Reativa (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 1,15 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Tri-horária	3,45 1,15 a 41,4 kVA	a	-	3	-	-
Baixa Tensão Especial	Tarifa Tetra-horária	> 41,4 kW	x	-	4	x	x
Média Tensão	Tarifa Tetra-horária	-	x	x	4	x	x

Notas:

- (1) – x Existência de preços de potência e de preços do termo tarifário fixo
a Existência de um preço correspondente ao escalão de potência e ao termo tarifário fixo
- Não aplicável
- (2) – - Preços sem diferenciação trimestral
x Preços com diferenciação trimestral
- (3) – 1 Sem diferenciação horária
2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio
3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio
4 Quatro períodos horários: ponta, cheias, vazio normal e super vazio
- (4) – - Não aplicável
x Existência de preço correspondente

Artigo 47.º

Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE

1 - As opções tarifárias de MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:

- a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.
- b) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.
- c) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.
- d) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- e) Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia ativa nas opções tarifárias de MT são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 34.º.

3 - Os preços da energia ativa nas opções tarifárias de BTE são discriminados em quatro períodos horários de acordo com o estabelecido no Artigo 34.º.

4 - Os preços da energia reativa são discriminados em:

- a) Preços da energia reativa indutiva.
- b) Preços da energia reativa capacitiva.

5 - Os preços da energia reativa indutiva e capacitiva coincidem com os preços da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega, sem prejuízo do estabelecido na Secção VIII do Capítulo V.

6 - A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias ativa e reativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 48.º

Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

1 - As opções tarifárias de BTN são compostas pelos seguintes preços:

- a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.
- b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 18.

3 - Na opção tarifária de BTN simples o preço da energia ativa não apresenta diferenciação horária.

4 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia ativa são discriminados em dois, ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 34.º.

5 - A potência e a energia ativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 18 - ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Simples	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7
Tarifa Bi-horária	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7
Tarifa Tri-horária	1,15 – 2,3 – 3,45 – 4,6 – 5,75 – 6,9 – 10,35 – 13,8 – 17,25 – 20,7 – 27,6 – 34,5 – 41,4

Artigo 48-A.º

Tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE

1 - A entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 30 de abril de 2015, um Plano para a implementação de projetos piloto de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE, com o objetivo de introdução de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais nestes níveis de tensão.

2 - Sem prejuízo de outros elementos considerados relevantes, o Plano deve apresentar informação fundamentada sobre as seguintes matérias:

- a) Tipologia de tarifa dinâmica;
- b) Número de períodos críticos no ano;
- c) Duração dos períodos críticos;
- d) Antecedência de notificação;
- e) Tipo de notificação;
- f) Níveis de preços;
- g) Natureza de obrigação;
- h) Critério de desencadeamento;
- i) Clientes elegíveis.

3 - O Plano carece de aprovação da ERSE, devendo incluir uma análise benefício-custo.

Secção VIII

Tarifa de Energia

Artigo 49.º

Objeto

A presente Secção estabelece a tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos dos comercializadores de último recurso, que deve recuperar os custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso.

Artigo 50.º

Estrutura geral

- 1 - A tarifa de Energia é composta por preços aplicáveis à energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- 2 - Os preços da tarifa de Energia são referidos à saída da RNT.
- 3 - Os preços de energia ativa são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 27.º, coincidindo com os aplicáveis nas tarifas **transitórias** de Venda a Clientes Finais.

Artigo 51.º

Conversão da tarifa de Energia para os vários níveis de tensão

- 1 - Os preços da tarifa de Energia são convertidos para os vários níveis de tensão e opções tarifárias dos clientes dos comercializadores de último recurso, tendo em conta os fatores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 19.
- 2 - Nos fornecimentos a clientes em BT dos comercializadores de último recurso, os preços da tarifa de Energia são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis nos termos do Quadro 19.
- 3 - Nos fornecimentos de energia aos clientes da opção tarifária de BTN simples dos comercializadores de último recurso, os preços da energia ativa não apresentam diferenciação horária.
- 4 - Nos fornecimentos de energia aos clientes em BT dos comercializadores de último recurso, os preços da energia ativa não apresentam diferenciação sazonal.

QUADRO 19 - PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA NOS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS

Preços da Tarifa de Energia						
Tarifas	N.º Períodos Horários	TWp	TWc	TWvn	TWsv	Aplicação
E	4	X	X	X	X	-
MAT	4	✕	✕	✕	✕	-
AT	4	X	X	X	X	-
MT	4	X	X	X	X	-
BTE	4	X	X	X	X	-
BTN (3)	3	X	X	X		Fornecimentos CUR
BTN (2)	2	X		X		Fornecimentos CUR
BTN (1)	1	X				Fornecimentos CUR

Legenda:

- E Tarifa de Energia
- (3) Tarifas de BTN tri-horárias
- (2) Tarifas de BTN bi-horárias
- (1) Tarifas de BTN simples
- TWp Preço da energia ativa em horas de ponta
- TWc Preço da energia ativa em horas cheias
- TWvn Preço da energia ativa em horas de vazio normal
- TWsv Preço da energia ativa em horas de super vazio
- CUR Comercializadores de último recurso

Artigo 52.º

Energia ativa a faturar

A energia ativa a faturar na tarifa de Energia é determinada de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Secção IX

Tarifas de Uso Global do Sistema

Artigo 53.º

Objeto

1 - A presente Secção estabelece a tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT, que deve proporcionar à entidade concessionária da RNT os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do agente comercial e da atividade de Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte.

2 - A presente Secção estabelece também a tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, que deve proporcionar os proveitos a recuperar pelos operadores das redes de distribuição, ~~designadamente os~~ relativos à Compra e Venda de Energia Elétrica do agente comercial, à Gestão Global do Sistema, ao diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual e aos défices tarifários, **entre outros**.

Artigo 54.º

Estrutura geral

1 - A tarifa de Uso Global do Sistema é composta por três parcelas em que:

- a) A parcela I permite recuperar os custos de gestão do sistema.
- b) A parcela II permite recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e os custos para a manutenção do equilíbrio contratual dos produtores com CAE.
- ~~e) A parcela III permite recuperar os custos com o mecanismo de garantia de potência.~~

2 - A tarifa de Uso Global do Sistema é composta pelos seguintes preços, nos termos do Quadro 20:

- a) Preços da energia ativa da parcela I, definidos em Euros por kWh.
- b) Preço de potência contratada da parcela II, definido em Euros por kW, por mês.
- c) Preços da energia ativa da parcela II, definidos em Euros por kWh.
- ~~d) Preços da energia ativa da parcela III, definidos em Euros por kWh.~~

3 - Na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, o preço de potência contratada é substituído por um encargo mensal nos termos do Artigo 121.º.

4 - Os preços de energia ativa da tarifa de Uso Global do Sistema são referidos à saída da RNT e apresentam diferenciação por nível de tensão e tipo de fornecimento: MAT, AT, MT, BTE, BTN com potência contratada superior a 2,320,7 kVA e BTN com potência contratada inferior ou igual a 2,320,7 kVA.

~~5 - Os preços de energia aplicáveis às entregas em BTN com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA não incluem o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial enquadráveis nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006.~~

6 - Os preços da energia ativa são discriminados por período tarifário, de acordo com o estabelecido no Artigo 27.º.

~~7 - A parcela III não tem preços de energia ativa em períodos de vazio.~~

8 - Os períodos horários a considerar nas entregas dos operadores das redes de distribuição coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Acesso às Redes, nos termos da Secção IV do presente capítulo.

9 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção V do presente capítulo.

10 - Nas entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT aplicam-se quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do Artigo 27.º.

QUADRO 20 - COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

Parcela	TPc	TWp	TWc	TWvn	TWsv
UGS1	-	X	X	X	X
UGS2	X	X	X	X	X
UGS3	-	X	X	-	-

Legenda:

- UGS1 Parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema
- UGS2 Parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema
- ~~UGS3 Parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema~~
- TPc Preço de potência contratada
- TWp Preço da energia ativa em horas de ponta

TWc	Preço da energia ativa em horas cheias
TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio

Artigo 55.º

Conversão da tarifa de Uso Global do Sistema para os vários níveis de tensão

1 - Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema são convertidos para os vários níveis de tensão tendo em conta os fatores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 21.

2 - Nas entregas a clientes de BT, os preços da tarifa de Uso Global do Sistema são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis nos termos do Quadro 21.

3 - Nas entregas a clientes da opção tarifária de BTN simples os preços aplicáveis à energia ativa não apresentam diferenciação horária.

QUADRO 21 - PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA NOS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS

		Preços da Tarifa de Uso Global do Sistema					
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TWp	TWc	TWvn	TWsv	Aplicação
UGS	4	X	X	X	X	X	-
MAT	4	X	X	X	X	X	Entregas ORD,
AT	4	X	X	X	X	X	Entregas ORD,
MT	4	X	X	X	X	X	Entregas ORD,
BTE	4	X	X	X	X	X	Entregas ORD,
BTN (3)	3	X	X	X	X		Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (2)	2	X	X		X		Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (1)	1	X	X				Entregas ORD, Fornecimentos CUR

Legenda:

UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição
(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias

(1)	Tarifas de BTN simples
TPc	Preço de potência contratada
TWp	Preço da energia ativa em horas de ponta
TWc	Preço da energia ativa em horas cheias
TWvn	Preço da energia ativa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia ativa em horas de super vazio
CUR	Comercializadores de último recurso
ORD	Operadores das redes de distribuição

Artigo 56.º

Potência contratada e energia ativa a faturar

A potência contratada e a energia ativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Secção X

Tarifas de Uso da Rede de Transporte

Artigo 57.º

Objeto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas 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 e ao operador da rede de distribuição em MT e AT pelas entregas da RNT, que devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica do operador da rede de transporte em Portugal continental.

2 - A presente Secção estabelece também as tarifas de Uso da Rede de Transporte, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, que devem proporcionar os proveitos a recuperar relativos ao transporte de energia elétrica.

Artigo 58.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte são as seguintes:

- a) Tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte aplicáveis às entradas na RNT e na RND.
- b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para as entregas em MAT.

c) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para as restantes entregas.

2 - 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

2A – As variáveis de faturação referidas no n.º anterior poderão ser alteradas, por decisão da ERSE, de modo a garantir a conformidade das variáveis de faturação com a legislação comunitária aplicável.

3 - Os preços da energia ativa referidos no n.º anterior são discriminados por nível de tensão MAT, AT e MT e por período horário.

4 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT e as tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.
- b) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.
- c) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- d) Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh.

5 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são referidos à saída da RNT.

6 - Os preços da energia ativa referidos na alínea c) do n.º 4 - são discriminados por período tarifário, de acordo com o estabelecido no Artigo 27.º.

7 - Os períodos horários a considerar nas entregas dos operadores das redes de distribuição coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Acesso às Redes, nos termos da Secção IV do presente capítulo.

8 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção V do presente capítulo.

9 - Nas entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, aplicam-se quatro períodos horários, de acordo com o ciclo semanal estabelecido no Quadro 8.1 do Artigo 27.º.

10 - Os preços da energia reativa são discriminados em:

- a) Preços da energia reativa capacitiva.

b) Preços da energia reativa indutiva.

11 - A energia reativa associada à tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável pelo operador da rede de distribuição só é faturada às entregas em clientes em MAT.

Artigo 59.º

Conversão das tarifas de Uso da Rede de Transporte para os vários níveis de tensão

1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT aplicam-se às entregas a clientes em MAT.

2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são convertidos para os níveis de tensão de MT e BT, tendo em conta os fatores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 22.

3 - A tarifa convertida é constituída por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada, corrigidos por um fator de agregação (sincronização) e de potência em horas de ponta, e por preços da energia ativa, discriminados por período tarifário.

4 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN, os preços da potência em horas de ponta são convertidos, de acordo com o Quadro 22, em preços de energia ativa nos períodos horários de:

- a) Horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários.
- b) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários.
- c) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.

5 - Nas entregas a clientes de BT, os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis, nos termos do Quadro 22.

6 - Nas entregas a clientes da opção tarifária de BTN simples os preços aplicáveis à energia ativa não apresentam diferenciação horária.

QUADRO 22 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT A
APLICAR NOS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS

Preços da Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT								
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	Aplicação
URT _{AT}	4	X	X	X	X	X	X	-
AT	4	-	X	X	X	X	X	Entregas ORD _r
MT	4	-	X	X	X	X	X	Entregas ORD _r
BTE	4	-	X	X	X	X	X	Entregas ORD _r
BTN (3)	3	-	-	X	X	X		Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (2)	2	-	-	X		X		Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (1)	1	-	-	X				Entregas ORD, Fornecimentos CUR

Legenda:

- URT_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
- (3) Tarifas de BTN tri-horárias
- (2) Tarifas de BTN bi-horárias
- (1) Tarifas de BTN simples
- TPc Preço de potência contratada
- TPp Preço de potência em horas de ponta
- TWp Preço da energia ativa em horas de ponta
- TWc Preço da energia ativa em horas cheias
- TWvn Preço da energia ativa em horas de vazio normal
- TWsv Preço da energia ativa em horas de super vazio
- CUR Comercializadores de último recurso
- ORD Operadores das redes de distribuição

Artigo 60.º

Potência em horas de ponta, potência contratada, energia ativa e energia reativa a faturar

A potência em horas de ponta, a potência contratada, a energia ativa e a energia reativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Secção XI

Tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Artigo 61.º

Objeto

A presente Secção estabelece as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição, que devem proporcionar os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

Artigo 62.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de potência contratada, definidos em Euros por kW por mês.
- b) Preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW por mês.
- c) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- d) Preços da energia reativa, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia ativa são discriminados por período tarifário, de acordo com o estabelecido no Artigo 27.º.

3 - Os períodos horários a considerar nas entregas dos operadores das redes de distribuição coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Acesso às Redes, nos termos da Secção IV do presente capítulo.

4 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso coincidem com os aplicáveis nas tarifas **transitórias** de Venda a Clientes Finais, nos termos da Secção V do presente capítulo.

5 - Os preços da energia reativa são discriminados, para cada tarifa, em:

- a) Preços da energia reativa capacitiva.
- b) Preços da energia reativa indutiva.

Artigo 63.º

Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

- 1 - A estrutura geral da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT é estabelecida no Artigo 62.º.
- 2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT são referidos à saída da rede de distribuição em AT.
- 3 - A energia reativa associada a esta tarifa só é faturada a clientes em AT.

Artigo 64.º

Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT para os níveis de tensão de MT e BT

- 1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT são convertidos para os níveis de tensão de MT e BT, tendo em conta os fatores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 23.
- 2 - A tarifa convertida é constituída por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada, corrigidos por um fator de agregação (sincronização) e de potência em horas de ponta, e por preços da energia ativa, discriminados por período tarifário.
- 3 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN, o preço da potência em horas de ponta, definido nos termos do número anterior, é convertido em preços de energia ativa nos períodos horários de:
 - a) Horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários.
 - b) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários.
 - c) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.
- 4 - Nas entregas a clientes em BT, os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos tarifários aplicáveis nos termos do Quadro 23.
- 5 - Nas entregas a clientes da opção tarifária de BTN simples os preços aplicáveis à energia ativa não apresentam diferenciação horária.

QUADRO 23 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT NOS NÍVEIS DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS DE MT E BT

Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT										
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri	Aplicação
URD _{AT}	4	X	X	X	X	X	X	X	X	-
AT	4	X	X	X	X	X	X	X	X	Entregas ORD
MT	4	-	X	X	X	X	X	-	-	Entregas ORD
BTE	4	-	X	X	X	X	X	-	-	Entregas ORD
BTN (3)	3	-	-	X	X	X		-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (2)	2	-	-	X		X		-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (1)	1	-	-	X				-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR

Legenda:

URD_{AT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

(3) Tarifas de BTN tri-horárias

(2) Tarifas de BTN bi-horárias

(1) Tarifas de BTN simples

TPc Preço de potência contratada

TPp Preço de potência em horas de ponta

TWp Preço da energia ativa em horas de ponta

TWc Preço da energia ativa em horas cheias

TWvn Preço da energia ativa em horas de vazio normal

TWsv Preço da energia ativa em horas de super vazio

TWrc Preço da energia reativa capacitiva

TWri Preço da energia reativa indutiva

CUR Comercializadores de último recurso

ORD Operadores das redes de distribuição

Artigo 65.º

Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

- 1 - A estrutura geral da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT é estabelecida no Artigo 62.º.
- 2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT são referidos à saída da rede de distribuição em MT.
- 3 - A energia reativa associada a esta tarifa só é faturada a clientes em MT.

Artigo 66.º

Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT para o nível de tensão de BT

- 1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT são convertidos para o nível de tensão de BT, tendo em conta os fatores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 24.
- 2 - A tarifa convertida é constituída por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada, corrigidos por um fator de agregação (sincronização) e de potência em horas de ponta, e por preços da energia ativa, discriminados por período tarifário.
- 3 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN, o preço da potência em horas de ponta, definido nos termos do número anterior, é convertido em preços de energia ativa nos períodos horários de:
 - a) Horas de ponta nas opções tarifárias com três períodos horários.
 - b) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois períodos horários.
 - c) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.
- 4 - Nas entregas a clientes em BT, os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos tarifários aplicáveis nos termos do Quadro 24.
- 5 - Nas entregas a clientes da opção tarifária de BTN simples os preços aplicáveis à energia ativa não apresentam diferenciação horária.

QUADRO 24 - PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT NO NÍVEL DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS DE BT

Preços da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT										
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrc	TWri	Aplicação
URD _{MT}	4	X	X	X	X	X	X	X	X	-
MT	4	X	X	X	X	X	X	X	X	Entregas ORD
BTE	4	-	X	X	X	X	X	-	-	Entregas ORD
BTN (3)	3	-	-	X	X	X		-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (2)	2	-	-	X		X		-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR
BTN (1)	1	-	-	X				-	-	Entregas ORD, Fornecimentos CUR

Legenda:

- URD_{MT} Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
- (3) Tarifas de BTN tri-horárias
- (2) Tarifas de BTN bi-horárias
- (1) Tarifas de BTN simples
- TPc Preço da potência contratada
- TPp Preço da potência em horas de ponta
- TWp Preço da energia ativa em horas de ponta
- TWc Preço da energia ativa em horas cheias
- TWvn Preço da energia ativa em horas de vazio normal
- TWsv Preço da energia ativa em horas de super vazio
- TWrc Preço da energia reativa capacitiva
- TWri Preço da energia reativa fornecida
- CUR Comercializadores de último recurso
- ORD Operadores das redes de distribuição

Artigo 67.º

Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

1 - A estrutura geral da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT é estabelecida no Artigo 62.º.

2 - Nas entregas a clientes das opções tarifárias de BTN aplicam-se as seguintes disposições:

- a) Os preços da potência em horas de ponta são convertidos em preços de energia ativa nos períodos horários de:
 - i) Horas fora de vazio nas opções tarifárias com dois e três períodos horários.
 - ii) Sem diferenciação horária nas restantes opções tarifárias.
- b) Os preços de energia são agregados em conformidade com os períodos tarifários aplicáveis nos termos do Quadro 24.

3 - Nas entregas a clientes da opção tarifária de BTN simples os preços aplicáveis à energia ativa não apresentam diferenciação horária.

Artigo 68.º

Potência em horas de ponta, potência contratada, energia ativa e energia reativa a faturar

A potência em horas de ponta, a potência contratada, a energia ativa e a energia reativa a faturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Secção XII

Tarifas de Comercialização

Artigo 69.º

Objeto

A presente Secção estabelece as tarifas de Comercialização, a aplicar aos fornecimentos a clientes dos comercializadores de último recurso, que devem proporcionar os proveitos permitidos da **a recuperar na** atividade de Comercialização.

Artigo 70.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Comercialização são diferenciadas por nível de tensão e por tipo de fornecimento em BT, sendo definidas três tarifas:

- a) Tarifa ~~transitória~~ de Comercialização em MAT, AT e MT.
- b) Tarifa ~~transitória~~ de Comercialização em BTE.
- c) Tarifa de Comercialização em BTN.

- 2 - As tarifas de Comercialização são compostas pelos seguintes preços:
 - a) Termo tarifário fixo, definido em Euros por mês.
 - b) Preços da energia ativa, definidos em Euros por kWh.
- 3 - Os preços da energia ativa não são discriminados por período tarifário.

Secção XIII

Tarifa Social aplicável a clientes economicamente vulneráveis

Artigo 71.º

Tarifa **Social** de Acesso às Redes ~~Social~~ aplicável a clientes economicamente vulneráveis

- 1 - Nos termos da legislação aplicável, estabelecem-se preços da tarifa **Social** de Acesso às Redes ~~Social~~ aplicáveis às entregas em BTN a clientes economicamente vulneráveis com potência contratada inferior ou igual a 4,6 kVA.
- 2 - A tarifa **Social** de Acesso às Redes ~~Social~~ é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Acesso às Redes em BTN, nos termos da legislação aplicável e considerando a proteção dos clientes economicamente vulneráveis face às variações das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN e a transmissão aos clientes de sinais preço que promovam a utilização racional da energia elétrica.

Artigo 72.º

Tarifa **Social** de Venda a Clientes Finais ~~Social~~ dos comercializadores de último recurso aplicável a clientes economicamente vulneráveis

- 1 - Nos termos da legislação aplicável, estabelecem-se preços da tarifa **Social** de Venda a Clientes Finais ~~Social~~ a aplicar pelos comercializadores de último recurso em Portugal continental, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM aos clientes economicamente vulneráveis com potência contratada inferior ou igual a 4,6 kVA.
- 2 - O desconto aplicável às opções da tarifa **Social** de Venda a Clientes Finais ~~Social~~ coincide com o desconto calculado para a tarifa **Social** de Acesso às Redes ~~Social~~, nos termos do Artigo 71.º.
- 3 - As opções da tarifa **Social** de Venda a Clientes Finais ~~Social~~, definida nos termos da legislação aplicável, não estão abrangidas pelo mecanismo de convergência para tarifas

aditivas, definido no Artigo 128.º, nem pelos mecanismos de convergência das tarifas da RAA e da RAM para as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, definidos no Artigo 131.º e no Artigo 134.º, respetivamente.

Capítulo IV

Proveitos das atividades reguladas

Secção I

Proveitos do Agente Comercial

Artigo 73.º

Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{CVVE,t}^{AC} = \tilde{SCAE}_{CVVE,t} + \tilde{Cf}_{CVVE,t} - \Delta \tilde{R}_{CVVE,t-1}^{AC} - \Delta R_{CVVE,t-2}^{AC} \quad (1)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVVE,t}^{AC}$ Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t

$\tilde{SCAE}_{CVVE,t}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica, previsto para o ano t

$\tilde{Cf}_{CVVE,t}$ Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t

$\Delta \tilde{R}_{CVVE,t-1}^{AC}$ Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, no ano t-1 a incorporar no ano t

$\Delta R_{CVVE,t-2}^{AC}$ Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2.

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

2 - O diferencial de custo ($\tilde{SCAE}_{CVVE,t}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{SCAE}_{CVVE,t} = \tilde{CCA}_{CVVE,t} + \tilde{OCA}_{CVVE,t} - \tilde{PCA}_{CVVE,t} \quad (2)$$

em que:

- $\tilde{C}_{CAE_{C_{VEE,t}}}$ Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica, previsto para o ano t
- $\tilde{O}_{CAE_{C_{VEE,t}}}$ Outros custos, designadamente, custos com pagamentos da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores, previstos para o ano t
- $\tilde{P}_{CAE_{C_{VEE,t}}}$ Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica, previsto para o ano t, nomeadamente através de leilões de capacidade virtual, mercados organizados e celebração de contratos bilaterais, de acordo com a legislação em vigor.

3 - Os custos de funcionamento ($\tilde{C}_{f_{C_{VEE,t}}}$) são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{f_{C_{VEE,t}}} = \tilde{C}_{C_{VEE,t}} + \tilde{A}_{m_{C_{VEE,t}}} + \tilde{A}_{ct_{C_{VEE,t}}} \times \frac{r_{C_{VEE,t}}}{100} \quad (3)$$

em que:

- $\tilde{C}_{C_{VEE,t}}$ Custos de exploração da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t
- $\tilde{A}_{m_{C_{VEE,t}}}$ Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t
- $\tilde{A}_{ct_{C_{VEE,t}}}$ Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
- $r_{C_{VEE,t}}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, fixada **resultante da metodologia definida** para o período de regulação, em percentagem.

4 - Os custos de exploração incluem, nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos e pessoal.

5 - O ajustamento ($\Delta \tilde{R}_{C_{VEE,t-1}}^{AC}$) é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta \tilde{R}_{C_{VEE,t-1}}^{AC} = \left[\tilde{R}_{C_{VEE,t-1}}^{AC} - \left(\tilde{R}_{C_{VEE,t-1}}^{AC} + \tilde{I}_{C_{VEE,t-1}} + \tilde{C}_{O_2_{C_{VEE,t-1}}} \right) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \tilde{o}_{t-1}}{100} \right) \quad (4)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVVE,t-1}^{AC}$	Proveitos a recuperar da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, no ano t-1
$\tilde{R}_{CVVE,t-1}^{AC}$	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos no ano t-1, determinados com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (1), excluindo a parcela dos custos de funcionamento
$\tilde{I}_{CVVE,t-1}$	Proveitos decorrentes da partilha de benefícios obtidos com a otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica, nos termos definidos na Secção XI do presente capítulo, estimados para o ano t-1
$\tilde{CO}_2_{CVVE,t-1}$	Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO ₂ e da partilha de benefícios obtidos com a sua otimização, nos termos definidos na Secção XII do presente capítulo, estimados para o ano t-1
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
$\tilde{\delta}_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

6 - O ajustamento ($\Delta R_{CVVE,t-2}^{AC}$) é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta R_{CVVE,t-2}^{AC} = \left\{ \left[R_{CVVE,t-2}^{AC} - (R_{CVVE,t-2}^{AC} + I_{CVVE,t-2} + CO_2_{CVVE,t-2}) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \tilde{\delta}_{t-2}}{100} \right) - \Delta R_{CVVE,prov}^{AC} \right\} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \tilde{\delta}_{t-1}}{100} \right) \quad (5)$$

em que:

$R_{CVVE,t-2}^{AC}$	Proveitos obtidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, transferidos da atividade de Gestão Global do Sistema, no ano t-2
$R_{CVVE,t-2}^{AC}$	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, no ano t-2, determinados com base nos valores reais calculados pela expressão (1), excluindo a parcela dos custos de funcionamento
$I_{CVVE,t-2}$	Proveitos decorrentes da partilha de benefícios obtidos com a otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica, nos termos definidos na Secção XI do presente capítulo, no ano t-2

$CO_{2\text{ CVEE},t-2}$	Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO_2 e da partilha de benefícios obtidos com a sua otimização, nos termos definidos na Secção XII do presente capítulo, no ano t-2
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
\bar{o}_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
$\Delta \tilde{R}_{\text{CVEE},\text{prov}}^{\text{AC}}$	Valor do ajustamento provisório calculado no ano t-2 de acordo com o n.º 5 -, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $(\Delta \tilde{R}_{\text{CVEE},t-1}^{\text{AC}})$
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
\bar{o}_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Secção II

Proveitos do operador da rede de transporte em Portugal continental

Artigo 74.º

Proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema

Os proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{\text{UGS},t}^T = \tilde{R}_{\text{GS},t}^T + \tilde{R}_{\text{Pol},t}^T + \tilde{R}_{\text{GPT},t}^T - \tilde{R}_{\text{CVEE},t}^{\text{AC}} \quad (6)$$

em que:

$\tilde{R}_{\text{UGS},t}^T$	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{R}_{\text{GS},t}^T$	Custos de gestão do sistema, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 75.º

$\tilde{R}_{Pol,t}^T$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 76.º
\tilde{R}_{GPT}^T	Custos com o mecanismo de garantia de potência, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 78.º
$\tilde{R}_{CVEE,t}^{AC}$	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 73.º.

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

Artigo 75.º

Custos de gestão do sistema

1 - Os custos de gestão do sistema, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{GS,t}^T = CE_{GS,t} + \tilde{C}C_{GS,t} + \tilde{C}S_{GS,t} + \tilde{I}tr_{GS,t} - \Delta R_{GS,t-2}^T \quad (7)$$

em que:

$\tilde{R}_{GS,t}^T$	Custos de gestão do sistema, previstos para o ano t
$CE_{GS,t}$	Custos de exploração (exclui amortizações) afetos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, aceites para o ano t
$\tilde{C}C_{GS,t}$	Custos com capital afetos à gestão do sistema, previstos para o ano t
$\tilde{C}S_{GS,t}$	Custos excecionais com serviços de sistema contratados de forma bilateral, previstos para o ano t
$\tilde{I}tr_{GS,t}$	Encargos com contratos de interruptibilidade, previstos para o ano t
$\Delta R_{GS,t-2}^T$	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2.

2 - Os custos de exploração incluem, nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

3 - Os custos com capital ($\tilde{C}C_{GS,t}$) são determinados a partir da seguinte expressão:

$$\tilde{C}C_{GS,t} = \tilde{A}m_{GS,t} + \tilde{A}ct_{GS,t} \times \frac{r_{GS,t}}{100} \quad (8)$$

em que:

$\tilde{A}m_{GS,t}$ Amortizações dos ativos fixos afetos à gestão do sistema, previstos para o ano t

$\tilde{A}ct_{GS,t}$ Valor médio dos ativos fixos afetos à gestão do sistema, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{GS,t}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à gestão do sistema, ~~fixada~~ **resultante da metodologia definida** para o período de regulação, em percentagem.

4 - Os encargos com contratos de interruptibilidade ($\tilde{I}tr_{GS,t}$) são determinados a partir da seguinte expressão:

$$\tilde{I}tr_{GS,t} = \tilde{I}tr_{I,t} + \tilde{I}tr_{II,t-1} \times \frac{(1+r_{Itr,II})}{100} \quad (9)$$

em que:

$\tilde{I}tr_{I,t}$ Encargos com contratos de interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, e da Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, previstos para o ano t.

$\tilde{I}tr_{II,t-1}$ Encargos com contratos de interruptibilidade, do ano t-1, de acordo com a legislação em vigor.

$r_{Itr,II}$ Taxa a determinar pela ERSE relativa a encargos financeiros associada aos pagamentos de contratos de interruptibilidade, de acordo com a legislação em vigor, em percentagem.

5 - O ajustamento ($\Delta R_{GS,t-2}^T$) previsto na expressão (7) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{GS,t-2}^T = [Rf_{UGS1,t-2}^T - (R_{GS,t-2}^T - RP_{GS,t-2}^T)] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (10)$$

em que:

$Rf_{UGS1,t-2}^T$ Valor faturado por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t-2

$R_{GS,t-2}^T$	Custo de gestão do sistema calculados em t-1 de acordo com a expressão (7), com base nos valores verificados em t-2
$RP_{GS,t-2}^T$	Proveitos com penalizações aplicadas a agentes de mercado, no ano t-2, no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 76.º

Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral

1 - Os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{Pol,t}^T = & \tilde{R}AA_{Pol,t} + \tilde{R}AM_{Pol,t} - \Delta \tilde{R}A_{Pol,t-1}^T + \tilde{R}_{CVVE,t}^{AC} + \tilde{T}er_{Pol,t} + \tilde{R}EG_{GS,t} + AdC_{Pol,t} + \tilde{C}GPPDA_{Pol,t} + \\ & + \tilde{O}C_{Pol,t} + \tilde{E}C_{Pol,t} + \tilde{E}O_{Pol,t} + \tilde{R}_{GP,t}^T - \Delta R_{Pol,t-2}^T \end{aligned} \quad (11)$$

em que:

$\tilde{R}_{Pol,t}^T$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano t
$\tilde{R}AA_{Pol,t}$	Custo com a convergência tarifária da RAA, previsto para o ano t
$\tilde{R}AM_{Pol,t}$	Custo com a convergência tarifária da RAM, previsto para o ano t
$\Delta \tilde{R}A_{Pol,t-1}^T$	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte em Portugal continental do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, pago durante o ano t-1
$\tilde{R}_{CVVE,t}^{AC}$	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 73.º

$\tilde{T}_{er_{Pol,t}}$	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico, prevista para o ano t
$\tilde{R}_{EG_{GS,t}}$	Custos com a ERSE previstos para o ano t
$AdC_{Pol,t}$	Transferências para a Autoridade da Concorrência, no ano t
$\tilde{C}_{GPPDA_{Pol,t}}$	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, fixados pela ERSE para o ano t, de acordo com a Secção VII do presente capítulo
$\tilde{O}C_{Pol,t}$	Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano t
$\tilde{E}C_{Pol,t}$	Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo, previstos para o ano t, aprovados pela ERSE de acordo com a Secção X do presente capítulo
$\tilde{E}O_{Pol,t}$	Custos com a concessionária da Zona Piloto, no ano t
$\tilde{R}_{GP,t}^T$	Os custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência calculados de acordo com a legislação em vigor
$\Delta R_{Pol,t-2}^T$	Ajustamento no ano t, dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, tendo em conta os valores ocorridos em t-2.

2 - O custo com a convergência tarifária da RAA ($\tilde{R}_{AA_{Pol,t}}$) é dado pela expressão:

$$\tilde{R}_{AA_{Pol,t}} = \tilde{S}A_t^{AGS} + \tilde{S}A_t^D + \tilde{S}A_t^C + RAA_{0607, Pol,t} \quad (12)$$

em que:

$\tilde{S}A_t^{AGS}$	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, calculado de acordo com a expressão (88) do Artigo 97.º, previsto para o ano t
$\tilde{S}A_t^D$	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, calculado de acordo com a expressão (89) do Artigo 97.º, previsto para o ano t
$\tilde{S}A_t^C$	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA, calculado de acordo a expressão (90) do Artigo 97.º, previsto para o ano t
$RAA_{0607, Pol,t}$	Custos com a convergência tarifária da RAA referentes aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculados de acordo com o Artigo 98.º.

3 - O custo com a convergência tarifária da RAM ($\tilde{R}AM_{Pol,t}$) é dado pela expressão:

$$\tilde{R}AM_{Pol,t} = \tilde{S}M_t^{AGS} + \tilde{S}M_t^D + \tilde{S}M_t^C + RAM_{0607, Pol,t} \quad (13)$$

em que:

- $\tilde{S}M_t^{AGS}$ Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, calculado de acordo com a expressão (105) do Artigo 104.º, previsto para o ano t
- $\tilde{S}M_t^D$ Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, calculado de acordo com a expressão (106) do Artigo 104.º, previsto para o ano t
- $\tilde{S}M_t^C$ Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, calculado de acordo com a expressão (107) do Artigo 104.º, previsto para o ano t
- $RAM_{0607, Pol,t}$ Custos com a convergência tarifária da RAM referentes aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculados de acordo com o Artigo 105.º.

4 - O valor previsto do desvio ($\Delta\tilde{R}A_{Pol,t-1}^T$) é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}A_{Pol,t-1}^T = \left[\left(\frac{\tilde{R}AA_{Pol,t-1} + \tilde{R}AM_{Pol,t-1}}{\tilde{R}_{Pol,t-1}^T} \right) \times \tilde{R}fW_{UGS 2,t-1}^T - \tilde{R}AA_{Pol,t-1} - \tilde{R}AM_{Pol,t-1} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (14)$$

em que:

- $\tilde{R}AA_{Pol,t-1}$ Custo com a convergência tarifária da RAA, previsto no ano t-2 para as tarifas de t-1 e que foi pago pelo operador da rede de transporte em Portugal continental durante o ano t-1
- $\tilde{R}AM_{Pol,t-1}$ Custo com a convergência tarifária da RAM, previsto no ano t-2 para as tarifas de t-1 e que foi pago pelo operador da rede de transporte em Portugal continental durante o ano t-1
- $\tilde{R}_{Pol,t-1}^T$ Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos no ano t-2, para as tarifas de t-1
- $\tilde{R}fW_{UGS 2,t-1}^T$ Valor previsto dos proveitos faturados por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t-1
- i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

5 - A parcela associada aos terrenos ($\tilde{T}er_{Pol,t}$) é dada pela expressão:

$$\tilde{T}er_{Pol,t} = \tilde{T}er_{Pol\ DPH,t} + \tilde{T}er_{Pol\ ZPH,t} \quad (15)$$

em que:

$\tilde{T}er_{Pol\ DPH,t}$ Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico, prevista para o ano t

$\tilde{T}er_{Pol\ ZPH,t}$ Amortizações dos terrenos afetos à zona de proteção hídrica, previstas para o ano t.

a) A parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico ($\tilde{T}er_{Pol\ DPH,t}$) é dada pela expressão:

$$\tilde{T}er_{Pol\ DPH,t} = \tilde{A}m_{Pol\ DPH,t}^{Ter} + \tilde{A}ct_{Pol\ DPH,t}^{Ter} \times \frac{r_{Pol,t}^{Ter}}{100} \quad (16)$$

em que:

$\tilde{A}m_{Pol\ DPH,t}^{Ter}$ Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct_{Pol\ DPH,t}^{Ter}$ Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_{Pol,t}^{Ter}$ Taxa de remuneração determinada de acordo com a legislação em vigor.

6 - Os custos com a ERSE afetos ao setor elétrico não incluem transferências para a Autoridade da Concorrência.

7 - Os custos com a concessionária da Zona Piloto ($\tilde{E}O_{Pol,t}$) são determinados pela seguinte expressão:

$$\tilde{E}O_{Pol,t} = \tilde{A}m_{EO,t-1} + \tilde{A}ct_{EO,t-1} \times \frac{r_{EO,t-1}}{100} + \tilde{C}E_{EO,t-1} - S_{EO,t-2} \quad (17)$$

em que:

$\tilde{A}m_{EO,t-1}$	Amortização dos ativos fixos, líquidos das amortizações do imobilizado compartilhado, afetos à zona de piloto para o aproveitamento de energia a partir das ondas, no ano t-1
$\tilde{A}ct_{EO,t-1}$	Valor médio dos ativos fixos afetos à zona de piloto para o aproveitamento de energia a partir das ondas, líquidos das amortizações e participações, no ano t-1
$r_{EO,t-1}$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à zona de piloto para o aproveitamento de energia a partir das ondas, líquidas de amortizações e participações, fixada resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem
$\tilde{C}E_{EO,t-1}$	Custos de exploração calculados ao abrigo da cláusula 17. ^a do Contrato de Concessão, no ano t-1
$S_{EO,t-2}$	Receitas líquidas calculadas ao abrigo da cláusula 22. ^a do Contrato de Concessão, no ano t-2.

8 - O ajustamento ($\Delta R_{Pol,t-2}^T$) previsto na expressão (11) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{Pol,t-2}^T = \left[(RfW_{UGS2,t-2}^T - R_{Pol,t-2}^T) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta RA_{Pol,prov}^T \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (18)$$

em que:

$RfW_{UGS2,t-2}^T$	Valor faturado, no ano t-2, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema
$R_{Pol,t-2}^T$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, calculados em t-1 de acordo com a expressão (11), com base nos valores verificados em t-2
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta RA_{Pol,prov}^T$	Valor do ajustamento provisório calculado no ano t-2 de acordo com a expressão (14) e n.º 4—incluído nos proveitos permitidos do ano em curso como sendo o valor ($\Delta \tilde{R}A_{Pol,t-1}^T$)
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 77.º

Faturação mensal dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual

Os encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a faturar pelo operador da rede de transporte, relativos aos CMEC são calculados de acordo com o Artigo 121.º.

Artigo 78.º

~~Custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência~~

~~1—Os custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência são calculados nos termos da Portaria n.º 765/2010, de 20 de agosto, publicada ao abrigo do artigo 33.ºA do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho.~~

~~2—Os custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência, no ano t, são dados pela seguinte expressão:~~

$$\tilde{R}_{GP,t}^T = \tilde{MGP}_{GP,t} \Delta R_{GP,t-2}^T \quad (19)$$

em que:

$\tilde{R}_{GP,t}^T$	Custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência, previstos para o ano t
$\tilde{MGP}_{GP,t}$	Custo com os pagamentos de garantia de potência aos centros electroprodutores, previsto para o ano t
$\Delta R_{GP,t-2}^T$	Ajustamento no ano t, dos custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência, tendo em conta os valores ocorridos em t-2.

~~3—O ajustamento ($\Delta R_{GP,t-2}^T$) previsto no número anterior é determinado a partir da seguinte expressão:~~

$$\Delta R_{GP,t,2}^T = (R_{UGS3,t,2}^T - R_{GP,t,2}^T) \times \left(1 + \frac{i_{t,2}^E + \delta_{t,2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t,1}^E + \delta_{t,1}}{100}\right) \quad (20)$$

em que:

$R_{UGS3,t,2}^T$	Valor faturado, no ano t 2, por aplicação dos preços de energia da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema
$R_{GP,t,2}^T$	Custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência, calculados em t 1 de acordo com o número anterior, com base nos valores verificados em t 2
$i_{t,2}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t 2
$\delta_{t,2}$	Spread no ano t 2, em pontos percentuais
$i_{t,1}^E$	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t 1
$\delta_{t,1}$	Spread no ano t 1, em pontos percentuais.

Este ajustamento não se aplica no primeiro ano de implementação do Regulamento Tarifário.

Artigo 79.º

Proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{URT,t}^T = \tilde{C}E_{URT,t} + \tilde{C}Sub_{URT,t} + \tilde{C}C_{URT,t} + Ime_{URT,t} + \tilde{T}SO_{URT,t} + \tilde{A}mb_{URT,t} + Z_{URT,t-1} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) - \Delta R_{URT,t-2}^T \quad (21)$$

em que:

$\tilde{R}_{URT,t}^T$	Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, previstos para o ano t
$\tilde{C}E_{URT,t}$	Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, previstos para o ano t
$\tilde{C}Sub_{URT,t}$	Custos previamente aprovados pela ERSE associados com a captação e gestão de subsídios comunitários, nomeadamente custos com pessoal e FSE diretamente decorrentes destas atividades

$\tilde{C}_{URT,t}$	Custos com capital afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, previstos para o ano t
$Ime_{URT,t}$	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, no ano t
$\tilde{T}SO_{URT,t}$	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte, previsto para o ano t
$\tilde{\Lambda}mb_{URT,t}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE, de acordo com o “Plano da Promoção do Desempenho Ambiental”, previstos para o ano t, conforme estabelecido na Secção VII do presente capítulo
$Z_{URT,t-1}$	Custos previstos para o ano t-1, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
$\tilde{\delta}_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$\Delta R_{URT,t-2}^T$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2.

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

2 - Os custos de exploração ($\tilde{C}_{E_{URT,t}}$) são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{E_{URT,t}} = \begin{cases} FCE_{URT,t} + \sum_i VCE_{i_{URT,t}} \times \tilde{T}CE_{i_{URT,t}} & \text{para } t=1 \\ FCE_{URT,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} \times X_{FCE_{URT,t}}}{100}\right) + \sum_i \left[VCE_{i_{URT,t-1}} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} \times X_{VCE_{URT,t}}}{100}\right) \right] \times \tilde{T}CE_{i_{URT,t}} & \text{para } t=2,3 \\ \left(Cl_{URT} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} \times X_{FCE_{URT,t}}}{100}\right) \times \Delta \tilde{km}_{URT,t-1} \right) + \left(Cl_{URT} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} \times X_{FCE_{URT,t}}}{100}\right) \times \Delta \tilde{p}_{URT,t-1} \right) & \end{cases} \quad (22)$$

em que:

t Ano do período de regulação

i	Indutor de custo
$FCE_{URT,t}$	Componente fixa dos Custos de exploração afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, aceite para o primeiro ano do período de regulação no ano t
$VCE_{i,URT,t}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t
$\tilde{TCE}_{i,URT,t}$	Valor previsto para o indutor de custos de exploração i afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, do ano t
$Clr_{URT,t}$	Gusto incremental associado à extensão de rede, aceite para o período de regulação
$\Delta km_{URT,t}$	Variação da extensão de rede, em quilómetros, para o ano t, com base nos valores estimados para o ano $t-1$
$ClS_{URT,t}$	Gusto incremental associado aos painéis de subestações, aceite para o período de regulação
$\Delta \tilde{p}_{URT,t}$	Variação do número de painéis de subestações, para o ano t, com base nos valores estimados para o ano $t-1$
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano $t-1$), publicada pelo INE
$X_{FCE,URT,t}$	Parâmetro de eficiência associado à componente fixa dos custos de exploração afetos à atividade de transporte de Energia Elétrica, em percentagem Fator de eficiência a aplicar aos custos de exploração, no ano t
$X_{VCE,URT,t}$	Parâmetro i de eficiência associado à componente variável dos custos de exploração afetos à atividade de transporte de Energia Elétrica, em percentagem Fator de eficiência a aplicar aos custos incrementais associados à extensão da rede de transporte e aos painéis de subestações, no ano t.

3 - Os custos associados com a captação e gestão de subsídios comunitários ($\tilde{C}_{Sub,URT,t}$) incluindo designadamente custos com pessoal e custos com fornecimentos e serviços externos.

4 - Os custos com capital ($\tilde{C}_{C,URT,t}$) são determinados a partir da seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{URT,t} = \tilde{C}_{CA,URT,t} + \tilde{C}_{CREf,URT,t} \quad (23)$$

$$\tilde{C}C_{CA,URT,t} = \tilde{A}m_{CA,URT,t} + \tilde{A}ct_{CA,URT,t} \times \frac{r_{CA,URT,t}}{100}$$
$$\tilde{C}C_{CREF,URT,t} = \tilde{A}m_{CREF,URT,t} + \tilde{A}ct_{CREF,URT,t} \times \frac{r_{CREF,URT,t}}{100}$$

em que:

- $\tilde{C}C_{CA,URT,t}$ Custo com capital referente a ativos fixos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica previsto para o ano t
- $\tilde{C}C_{CREF,URT,t}$ Custo com capital referente a ativos corpóreos, calculados com base em custos de referência, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica previsto para o ano t
- $\tilde{A}m_{CA,URT,t}$ Amortizações dos ativos fixos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, previstas para o ano t
- $\tilde{A}ct_{CA,URT,t}$ Valor médio dos ativos fixos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
- $r_{CA,URT,t}$ Taxa de remuneração dos ativos fixos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, **fixada resultante da metodologia definida** para o período de regulação, em percentagem
- $\tilde{A}m_{CREF,URT,t}$ Amortizações dos ativos corpóreos, calculados com base em custos de referência, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, previstas para o ano t
- $\tilde{A}ct_{CREF,URT,t}$ Valor médio dos ativos corpóreos calculados com base em custos de referência, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
- $r_{CREF,URT,t}$ Taxa de remuneração dos ativos corpóreos calculados com base em custos de referência, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, **fixada resultante da metodologia definida** para o período de regulação, em percentagem.

- a) A parcela ($\tilde{C}C_{CREF,URT,t}$) só terá aplicação quando forem definidos pela ERSE os custos de referência a utilizar para cálculo dos custos aceites com novos investimentos.
- b) Os custos de referência referidos na alínea anterior são custos eficientes a determinar na sequência de uma avaliação conjunta dos investimentos efetuados pelo operador da rede

de transporte em confronto com as melhores práticas de outros operadores congéneres europeus, a publicar em norma complementar a este regulamento pela ERSE.

5 - O incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil ($Ime_{URT,t}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$Ime_{URT,t} = \alpha_t \times \sum_i \left[\frac{CI_i}{VU_i} \times \left(1 + 0,5 \times \frac{r_{Ime, URT,t}}{100} \right) \right] \quad (24)$$

em que:

- α_t Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, no ano t
- CI_i Custo de investimento aceite para efeitos de regulação do equipamento i
- VU_i Número de anos de vida útil do equipamento i
- $r_{Ime, URT,t}$ Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração, fixada **resultante da metodologia definida** para o período de regulação, em percentagem.

6 - O ajustamento ($\Delta R_{URT,t-2}^T$) previsto na expressão (21) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta R_{URT,t-2}^T = (Rf_{URT,t-2}^T - R_{URT,t-2}^T + GCI_{URT,t-2} + CQS_{URT,t-2}) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - ldr_{URT,t-2} \quad (25)$$

em que:

- $Rf_{URT,t-2}^T$ Proveitos faturados da atividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t-2
- $R_{URT,t-2}^T$ Proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica calculados em t-1, de acordo com a expressão (21), com base nos valores verificados em t-2
- $GCI_{URT,t-2}$ Provento proveniente do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha, no ano t-2
- $CQS_{URT,t-2}$** **Compensação devida por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço nos termos estabelecidos no Regulamento de Qualidade de Serviço**

i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\bar{\delta}_{t-2}$	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
$\bar{\delta}_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$ldr_{URT,t-2}$	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2, de acordo com a Secção XIII do presente capítulo.

7 - O proveito ($GCI_{URT,t-2}$) corresponde ao saldo remanescente da aplicação das receitas associadas ao Mecanismo de Gestão Conjunta da Interligação Portugal – Espanha nas seguintes rubricas, previstas no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações:

- Compensação económica aos agentes de mercado detentores dos direitos físicos da capacidade libertada para o mercado diário.
- Compensação económica ao sistema elétrico importador pela energia não exportada em consequência da redução da capacidade de interligação.
- Cobertura de custos associados a ações coordenadas de balanço e ações de redespacho.
- Investimentos na rede de transporte destinados a manter ou reforçar a capacidade de interligação.

Secção III

Proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental

Artigo 80.º

Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{CVAT,t}^D = \tilde{R}_{UGS,t}^D + \tilde{R}_{URT,t}^D \quad (26)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVAT,t}^D$	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, previstos para o ano t
------------------------	--

$\tilde{R}_{UGS,t}^D$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (27) do Artigo 81.º

$\tilde{R}_{URT,t}^D$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (42) do Artigo 84.º

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

Artigo 81.º

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

1 - Os proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes são obtidos de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{UGS,t}^D = \tilde{R}_{UGS1,t}^D + \tilde{R}_{UGS2,t}^D + \tilde{R}_{UGS3,t}^D + \tilde{R}_{UGS4,t}^D \quad (27)$$

em que:

$\tilde{R}_{UGS,t}^D$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{UGS1,t}^D$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{UGS2,t}^D$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

~~$\tilde{R}_{UGS3,t}^D$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t.~~

$\tilde{R}_{UGS4,t}^D$ Montante a transferir pelos titulares dos centros electroprodutores decorrente da aplicação da tarifa social, previsto para o ano t, calculado de acordo com o Artigo 82.º.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{UGS1,t}^D = \tilde{R}_{GS,t}^T - \Delta_{UGS1,t-2}^D \quad (28)$$

em que:

$\tilde{R}_{GS,t}^T$ Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental para o ano t, decorrentes da gestão do sistema, calculados de acordo com a expressão (7) do Artigo 75.º

$\Delta_{UGS1,t-2}^D$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

3 - O ajustamento ($\Delta_{UGS1,t-2}^D$) é dado pela expressão:

$$\Delta_{UGS1,t-2}^D = [Rf_{UGS1,t-2}^D - (Rf_{UGS1,t-2}^T - \Delta_{UGS1,t-4}^D)] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (29)$$

em que:

$Rf_{UGS1,t-2}^D$ Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$Rf_{UGS1,t-2}^T$ Proveitos faturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador

$\Delta_{UGS1,t-4}^D$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-4, por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

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

$$\tilde{R}_{UGS2,t}^D = \tilde{R}W_{UGS2,t}^D + \tilde{R}P_{UGS2,t}^D \quad (30)$$

em que:

$\tilde{R}W_{UGS2,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{R}P_{UGS2,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t definidos de acordo com o Artigo 83.º

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

$$\tilde{R}W_{UGS2,t}^D = \tilde{R}W_{UGS2,t}^D + \tilde{R}W_{UGS2,t}^D + \tilde{R}_{Pol,t}^T + \tilde{S}PRE_{CVPRE,t}^{PRE1} + \tilde{S}PRE_{CVPRE,t}^{PRE2} + DT_{06 Pol,t}^D + DT_{07 Pol,t}^D - \Delta W_{UGS2,t-2}^D + Est_{Pol,t} + Ext_{CUR,t}^{TVCF} + S_{CUR,t}^{TVCF} \quad (31)$$

$$\tilde{R}W_{UGS2,t}^D = \tilde{R}_{Pol,t}^T + \tilde{S}PRE_{CVPRE,t}^{PRE1} + \tilde{S}PRE_{CVPRE,t}^{PRE2} + DT_{06 Pol,t}^D + DT_{07 Pol,t}^D - \Delta W_{UGS2,t-2}^D \quad (32)$$

$$\tilde{R}W_{UGS2,t}^D = Est_{Pol,t} + Ext_{CUR,t}^{TVCF} + S_{CUR,t}^{TVCF} - \tilde{P}C_{VEE,t} \quad (33)$$

em que:

$\tilde{R}W_{UGSZA,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental com os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa Uso Global do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{R}W_{UGSB,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no âmbito das medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa Uso Global do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{R}_{Pol,t}^T$	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (11) do Artigo 76.º
$\tilde{S}PRE_{CVPRE,t}^{PRE1}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, a ser transferido para o comercializador de último recurso, previsto para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 87.º
$\tilde{S}PRE_{CVPRE,t}^{PRE2}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, a ser transferido para o comercializador de último recurso, previsto para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 87.º
$DT_{06 Pol,t}^D$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano t
$DT_{07 Pol,t}^D$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano t
$\Delta W_{UGS2,t-2}^D$	Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.
$Est_{Pol,t}$	Valor a repercutir nas tarifas, no ano t, resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária

$\tilde{E}xt_{CUR,t}^{TVCF}$	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 (MAT, AT, MT), e BTE e BTN, previsto para o ano t, calculado de acordo com o Artigo 90.º a repercutir nos respetivos níveis de tensão
$S_{CUR,t}^{TVCF}$	Sobreprojeito associado à aplicação da tarifa de venda transitória aos clientes em MAT, AT, MT, e BTE e BTN, previsto para o ano t calculado de acordo com o Artigo 91.º a repercutir nos respetivos níveis de tensão.
$\tilde{P}CVEE_t$	Projeitos decorrentes da partilha de risco entre o CUR e os comercializadores em regime de mercado, de acordo com o definido no Artigo 88.º, previsto para o ano t

6 - Os montantes dos défices tarifários referentes a 2006 e 2007, acrescidos dos respetivos encargos financeiros calculados à taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de junho de cada ano, acrescida de meio ponto percentual, ($DT_{06 Pol,t}^D$ e $DT_{07 Pol,t}^D$), serão recuperados em 10 anuidades, separadamente para 2006 e 2007, com início em 2008, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro.

7 - Para cada ano t do período de recuperação, o valor da anuidade corresponde ao termo de uma renda de prestações constantes, de capital e encargos financeiros, calculada até final do referido período.

8 - Para cada ano t do período de recuperação, o valor da anuidade referida no número anterior, será recalculada com base na taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de junho do ano em que ocorre a fixação das tarifas de energia elétrica (t-1), acrescida de meio ponto percentual.

9 - O valor a repercutir nas tarifas, no ano t, resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária é dado pela seguinte expressão:

$$Est_{Pol,t} = -C_{CVEE,t}^{Sust} + Est_t^E + Est_{Pol,t}^{CIEG} \quad (34)$$

em que:

$C_{CVEE,t}^{Sust}$ Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano t, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição, sem prejuízo do disposto na alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto

Est_t^E Repercussão nas tarifas elétricas dos custos ou proveitos diferidos de anos anteriores, respeitantes à aquisição de energia elétrica, ao longo de um período máximo de 15 anos, a estabelecer, mediante despacho do Ministro responsável pela área da energia, até 20 de setembro de cada ano, nos termos do n.º 4 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto

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

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

$$\Delta W_{UGS2,t-2}^D = \left[RfW_{UGS2,t-2}^D \left(RfW_{UGS2,t-2}^T + SPRE_{CVEE,t-2}^{PRE1} + SPRE_{CVEE,t-2}^{PRE2} + DT_{06 Pol,t-2}^D + DT_{07 Pol,t-2}^D - \Delta W_{UGS2,t-4}^D \right) + Est_{Pol,t-2} + Ext_{CUR,t-2}^{TVCF} + S_{CUR,t-2}^{TVCF} - PCV_{EE,t-2} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (35)$$

em que:

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

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

$SPRE_{CVEE,t-2}^{PRE1}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, transferidos no ano t-2 para o comercializador de último recurso
$SPRE_{CVEE,t-2}^{PRE2}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, transferidos no ano t-2 para o comercializador de último recurso
$DT_{06\ Pol,t-2}^D$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, recuperado pelo operador da rede de distribuição no ano t-2
$DT_{07\ Pol,t-2}^D$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, recuperado pelo operador da rede de distribuição no ano t-2
$\Delta W_{UGS2,t-4}^D$	Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-4, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
$Est_{Pol,t-2}$	Valor a repercutir nas tarifas, no ano t-2, resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária, recuperado pelo operador da rede de distribuição no ano t-2
$Ext_{CUR,t-2}^{TVCF}$	Montante transferido no ano t-2 do 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 (MAT, AT, MT), e BTE e BTN
$S_{CUR,t-2}^{TVCF}$	Sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória aos clientes em MAT, AT, MT, e BTE e BTN, transferido pelo comercializador de último recurso no ano t-2
$PCV_{EE,t-2}$	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre o CUR e os comercializadores em regime de mercado, de acordo com o definido no Artigo 88.º
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\bar{\delta}_{t-2}$	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
$\bar{\delta}_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

11 Os proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{UGS3,t}^D = \tilde{R}_{GP,t}^T - \Delta_{UGS3,t,2}^D \quad (36)$$

em que:

$\tilde{R}_{GP,t}^T$ Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental para o ano t, decorrentes do mecanismo de garantia de potência, calculados de acordo com o Artigo 78.º

$\Delta_{UGS3,t,2}^D$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

12 O ajustamento $(\Delta_{UGS3,t,2}^D)$ é dado pela expressão:

$$\Delta_{UGS3,t,2}^D = [Rf_{UGS3,t,2}^D - (Rf_{UGS3,t,2}^T - \Delta_{UGS3,t,4}^D)] \times \left(1 + \frac{i_{t,2}^E + \delta_{t,2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t,t}^E + \delta_{t,t}}{100}\right)^{-1} \quad (37)$$

em que:

$Rf_{UGS3,t,2}^D$ Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$Rf_{UGS3,t,2}^T$ Proveitos faturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental no ano t-2, por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema deste operador

$\Delta_{UGS3,t,4}^D$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-4, por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$i_{t,2}^E$ Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

$\delta_{t,2}$ Spread no ano t-2, em pontos percentuais

$i_{t,t}^E$ Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} ~~Spread no ano t-1, em pontos percentuais.~~

O ajustamento $(\Delta_{UGS3,t-2}^D)$ ~~não se aplica nos dois primeiros anos de implementação deste Regulamento.~~

Artigo 82.º

Custos com a aplicação da tarifa social

1 - O financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor, nos termos da legislação aplicável.

2 - Os custos referidos no número anterior são devidos à entidade concessionária da RNT, enquanto Operador do Sistema, ~~sendo permitida a compensação entre estes montantes e aqueles que resultem de incentivos tarifários aos titulares dos centros electroprodutores, nomeadamente os incentivos referidos no Artigo 78.º deste Regulamento.~~

3 - O operador da rede de transporte transfere em prestações iguais e com periodicidade mensal para o operador da rede de distribuição o montante total recebido dos centros electroprodutores.

4 - O montante a transferir pelos titulares dos centros electroprodutores decorrente da aplicação da tarifa social previsto para o ano t, é dado pela expressão:

$$\tilde{R}_{UGS43,t}^D = \tilde{S}_{soc_{Pol,t}}^C \cdot \Delta_{UGS43,t-2}^D \quad (38)$$

em que:

$\tilde{R}_{UGS43,t}^D$ Montante a transferir pelos titulares dos centros electroprodutores decorrente da aplicação da tarifa social, previsto para o ano t

$\tilde{S}_{soc_{Pol,t}}^C$ Desconto decorrente da aplicação da tarifa social, previstos para o ano t

$\Delta_{UGS43,t-2}^D$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela Ψ III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes.

5 - o ajustamento $(\Delta_{UGS43,t-2}^D)$ é dado pela expressão:

$$\Delta_{UGS43,t-2}^D = [R_{UGS43,t-2}^D - R_{UGS43,t-2}^D] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (39)$$

em que:

$R_{UGS43,t-2}^D$	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social em t-2
$R_{UGS43,t-2}^D$	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2 acrescido dos ajustamentos de t-4
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Este ajustamento inclui o ajustamento referente aos custos incorridos pelo operador da rede de distribuição exclusivamente em BT com a aplicação da tarifa social.

Artigo 83.º

Custos para a manutenção do equilíbrio contratual

1 - Os custos para a manutenção do equilíbrio contratual, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}P_{UGS2,t}^D = P_{CMEC,t} + \tilde{P}A_{CMEC,t} + \tilde{C}H_{Pol,t-1} \quad (40)$$

$$P_{CMEC,t} = PF_{CMEC,t} + PA_{CMEC,t} - CP_{CMEC,t} \quad (41)$$

em que:

$\tilde{R}P_{UGS2,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t
$P_{CMEC,t}$	Parcela dos CMEC calculada de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, para o ano t
$\tilde{P}A_{CMEC,t}$	Componente de alisamento dos CMEC, para o ano t

$\tilde{C}H_{Pol,t-1}$	Diferencial de correção de hidraulicidade estimado para o ano t-1
$PF_{CMEC,t}$	Parcela Fixa dos CMEC calculada de acordo com o estipulado nos Artigos 2.º e 3.º do anexo I, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, para o ano t
$PA_{CMEC,t}$	Parcela de Acerto dos CMEC calculada de acordo com o estipulado no Artigo 6.º do anexo I, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, para o ano t
$CP_{CMEC,t}$	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte em Portugal continental, de acordo com o estipulado no n.º 6 do Artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, com as alterações introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, para o ano t.

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

2 - Sem prejuízo do referido no número seguinte, a componente de alisamento dos CMEC corresponde a aplicação a partir de janeiro do ano t da estimativa dos custos com os CMEC não constantes da parcela de Acerto e da parcela Fixa referentes ao ano t.

3 - Aquando da revisão da tarifa de UGS, nos termos definido no Artigo 11º, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, o saldo positivo ou negativo dos montantes recebidos ou pagos pelo ORD por aplicação da componente de alisamento, ($\tilde{P}A_{CMEC,t}$), é devolvido nos restantes meses do ano, sendo para o efeito recalculada a componente de alisamento dos CMEC.

4 - A componente de alisamento dos CMEC não tem qualquer implicação no cálculo e cobrança da parcela de Acerto definida no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, não implicando qualquer fluxo financeiro entre os produtores de energia elétrica e a entidade concessionária da RNT.

5 - Os encargos ou proveitos financeiros associados ao saldo acumulado da conta de correção de hidraulicidade são calculados com base na taxa média de financiamento associada ao grupo empresarial onde pertence a empresa titular da conta de correção de hidraulicidade.

Artigo 84.º

Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes

1 - Os proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{URT,t}^D = \tilde{R}_{URT,t}^T - \Delta R_{URT,t-2}^D \quad (42)$$

em que:

$\tilde{R}_{URT,t}^D$ Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URT,t}^T$ Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (21) do Artigo 79.º

$\Delta R_{URT,t-2}^D$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-2, por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes.

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

2 - O ajustamento ($\Delta R_{URT,t-2}^D$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta R_{URT,t-2}^D = [Rf_{URT,t-2}^D - (Rf_{URT,t-2}^T - \Delta R_{URT,t-4}^D)] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (43)$$

em que:

$Rf_{URT,t-2}^D$ Proveitos obtidos pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, no ano t-2 por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes

$Rf_{URT,t-2}^T$ Proveitos faturados pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t-2 por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte

$\Delta R_{URT,t-4}^D$ Ajustamento aos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-4, por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes

i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 85.º

Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{URD,t}^D = \sum_{j=1}^2 \left(\tilde{C}_{E_{URD,j,t}} + \tilde{C}_{C_{URD,j,t}} + \tilde{P}_{EF_{URD,j,t}} + \tilde{R}_{C_{URD,j,t}} + \tilde{A}_{mb_{URD,j,t}} + Z_{URD,j,t-1} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta R_{URD,j,t-2}^D \right) \quad (44)$$

em que:

$\tilde{R}_{URD,t}^D$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, previstos para o ano t
j	Níveis de tensão j=1, para AT e MT e j=2, para BT
$\tilde{C}_{E_{URD,j,t}}$	Custos de exploração, aceites pela ERSE, deduzidos dos proveitos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica que não resultam da aplicação das tarifas de uso da rede de distribuição, previstos para o ano t
$\tilde{C}_{C_{URD,j,t}}$	Custos com capital afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, previstos para o ano t
$\tilde{P}_{EF_{URD,j,t}}$	Custos com os planos de reestruturação de efetivos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, aceites pela ERSE, por nível de tensão j, previstos para o ano t
$\tilde{R}_{C_{URD,j,t}}$	Custo com rendas de concessão a pagar aos municípios, no nível de tensão j, previstos para o ano t

$\tilde{\text{Amb}}_{\text{URD},j,t}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE, de acordo com o “Plano da Promoção do Desempenho Ambiental”, previstos para o ano t, conforme estabelecido na Secção VII do presente capítulo
$Z_{\text{URD},j,t-1}$	Custos previstos para o ano t-1, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
$\tilde{\delta}_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$\Delta R_{\text{URD},j,t-2}^D$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - Os custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica para o ano t ($\tilde{\text{CE}}_{\text{URD},j,t}$), aceites pela ERSE, são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{\text{CE}}_{\text{URD},j,t} = \begin{cases} \text{FCE}_{\text{URD},j,t} + \sum_i \text{VCE}_{i,\text{URD},j,t} \times \tilde{\text{DCE}}_{i,\text{URD},j,t} & t = 1 \\ \text{FCE}_{\text{URD},j,t-1} \times \left(1 + \frac{\text{IPIB}_{t-1} - X_{\text{FCE},\text{RC}} - X_{\text{FCE},\text{RI}}}{100} \right) + \sum_i \left[\text{VCE}_{i,\text{URD},j,t-1} \times \left(1 + \frac{\text{IPIB}_{t-1} - X_{\text{VCE},\text{RC}_{\text{URD},i}} - X_{\text{VCE},\text{RI}_{\text{URD},i}}}{100} \right) \right] \times \tilde{\text{DCE}}_{i,\text{URD},j,t} & t = 2, 3 \end{cases} \quad (45)$$

em que:

t	Ano do período de regulação
j	Nível de tensão
i	Indutor de custo
$\text{FCE}_{\text{URD},j,t}$	Componente fixa dos custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t
$\text{VCE}_{i,\text{URD},j,t}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t

$\tilde{DCE}_{iURD,j,t}$	Valor previsto para o indutor de custos de exploração i afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica no nível de tensão j , do ano t
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano $(t-1)$), publicada pelo INE
$X_{FCE,RC}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede convencional, em percentagem
$X_{FCE,RI}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e ajustado ao investimento em no âmbito da rede inteligente aceite pela ERSE, em percentagem
$X_{VCE,RCURD,i}$	Parâmetro i associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no âmbito da rede convencional, em percentagem
$X_{VCE,RIURD,i}$	Parâmetro i associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica e ajustado ao investimento em no âmbito da rede inteligente aceite pela ERSE, em percentagem.

3 - Os custos com capital ($\tilde{C}C_{URD,j,t}$) são determinados a partir da seguinte expressão:

$$\tilde{C}C_{URD,j,t} = \tilde{C}C_{URD,RC,j,t} + \tilde{C}C_{URD,RI,j,t}$$

$$\tilde{C}C_{URD,RC,j,t} = \tilde{A}m_{URD,RC,j,t} + \tilde{A}ct_{URD,RC,j,t} \times \frac{r_{URD,RC,t}}{100} \quad (46)$$

$$\tilde{C}C_{URD,RI,j,t} = \tilde{A}m_{URD,RI,j,t} + \tilde{A}ct_{URD,RI,j,t} \times \frac{r_{URD,RI,t}}{100}$$

em que:

$\tilde{C}C_{URD,RC,j,t}$	Custo com capital referente a ativos fixos, calculados no âmbito da rede convencional, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica previsto para o ano t
$\tilde{C}C_{URD,RI,j,t}$	Custo com capital referente a ativos fixos, calculados no âmbito da rede inteligente, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica previsto para o ano t
j	Níveis de tensão $j=1$, para AT e MT e $j=2$, para BT

$\tilde{A}m_{URD,RC,j,t}$	Amortizações dos ativos fixos, calculados no âmbito da rede convencional, afetos à atividade de distribuição de Energia Elétrica, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_{URD,RC,j,t}$	Valor médio dos ativos fixos, calculados no âmbito da rede convencional, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_{URD,RC,t}$	Taxa de remuneração dos ativos fixos, calculados no âmbito da rede convencional, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, fixada resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem
$\tilde{A}m_{URD,RI,j,t}$	Amortizações dos ativos fixos, calculados no âmbito da rede inteligente, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_{URD,RI,j,t}$	Valor médio dos ativos fixos calculados no âmbito da rede inteligente, afetos à atividade de distribuição de Energia Elétrica, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_{URD,RI,t}$	Taxa de remuneração dos ativos fixos calculados no âmbito da rede inteligente, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, fixada resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem.

4 - Os custos previstos com planos de reestruturação de efetivos ($\tilde{P}EF_{URD,j,t}$) são aceites pela ERSE, no início de cada período de regulação, sendo ajustados ao fim de dois anos com base nos relatórios de execução a enviar pelo operador da rede de distribuição de acordo com o Artigo 145.º.

5 - O custo com as rendas de concessão a pagar aos municípios só se aplica à Baixa Tensão.

6 - O ajustamento ($\Delta R_{URD,j,t-2}^D$) é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta R_{URD,j,t-2}^D = \left[Rf_{URD,j,t-2} - \left(R_{URD,j,t-2} - \sum_{l=2012}^n \left(\tilde{A}ct_{URD,RC,j,l} \times \Delta r_1 + \tilde{A}ct_{URD,RI,j,l} \times \Delta r_1 \right) + \right) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (47)$$

PP_{URD,j,t-2} + RQS_{URD,j,t-2} - CQS_{URD,j,t-2}

em que:

$Rf_{URD,j,t-2}^D$ Proveitos faturados por nível de tensão resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes, no ano t-2

$R_{URD,j,t-2}^D$	Proveitos permitidos por nível de tensão para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2, calculados em t-1, de acordo com a expressão (44), com base nos valores verificados em t-2
t	Ano do período de regulação
l	Ano de entrada em exploração do ativo
$\tilde{A}ctnp_{URD,RC,j,l}$	Valor médio dos ativos fixos, calculados no âmbito da rede convencional, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, entrados em exploração no ano l e que excedam o limite fixado pela ERSE tal como referido no número 7 -
$\tilde{A}ctnp_{URD,RI,j,l}$	Valor médio dos ativos fixos, calculados no âmbito da rede inteligente, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, entrados em exploração no ano l e que excedam o limite fixado pela ERSE tal como referido no número 7 -
Δr_1	Dedução à taxa de remuneração dos ativos fixos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica por excesso do limite fixado pela ERSE tal como referido no número 7 -
$PP_{URD,j,t-2}$	Incentivo à redução das perdas por nível de tensão na rede de distribuição, no ano t-2, calculado de acordo com o estabelecido na Secção VIII do presente capítulo
$RQS_{URD,j,t-2}$	Incentivo à melhoria da qualidade de serviço a aplicar em MT, no ano t-2, calculado de acordo com o estabelecido na Secção IX do presente capítulo
$CQS_{URD,j,t-2}$	Compensação devida por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço nos termos estabelecidos no Regulamento de Qualidade de Serviço
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

7 - Salvo situações excecionais, devidamente justificadas, para os ativos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, cujo nível de investimento exceda numa determinada

percentagem anual, a fixar pela ERSE para o período de regulação, o nível de investimentos propostos efetuar no início do período de regulação, a taxa de remuneração a aplicar será reduzida nos termos definidos no número anterior.

Secção IV

Proveitos do comercializador de último recurso

Artigo 86.º

Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{CVVE,t}^{CR} = \tilde{R}_{CVPRE,t}^{CR} + \tilde{R}_{E,t}^{CR} \quad (48)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVVE,t}^{CR}$ Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{CVPRE,t}^{CR}$ Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 87.º.

$\tilde{R}_{E,t}^{CR}$ Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 88.º.

Artigo 87.º

Proveitos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

1 - Os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{CVPRE,t}^{CR} = \tilde{R}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE1} + \tilde{R}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE2} + \tilde{C}_{CVPRE,t}^{CR} \quad (49)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVPRE,t}^{CR}$ Proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial previstos para o ano t

$\tilde{R}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE1}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previsto para o ano t

$\tilde{R}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE2}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previsto para o ano t

$\tilde{C}_{CVPRE,t}^{CR}$ Custos de funcionamento afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial.

2 - O diferencial de custo ($\tilde{R}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE1}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE1} = \tilde{P}RE_{CVPRE,t}^{PRE1} - \tilde{V}PRE_{CVPRE,t}^{PRE1} + \tilde{O}C_{CVPRE,t}^{PRE1} - \Delta\tilde{S}PRE_{CVPRE,t-1}^{PRE1} - \Delta SPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE1} \quad (50)$$

$$\tilde{S}PRE_{CVPRE,t}^{PRE1} = ASPRE_{CVPRE,t}^{PRE1} - \tilde{M}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE1} - CIEG_{PRE1,t}^{Est} \quad (51)$$

em que:

$\tilde{P}RE_{CVPRE,t}^{PRE1}$ Custos com aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previstos para o ano t

$\tilde{V}PRE_{CVPRE,t}^{PRE1}$ Vendas de energia elétrica relativa à produção em regime especial, enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previstas para o ano t. As vendas podem ocorrer em mercados organizados à vista ou a prazo, em leilões, através de contratos bilaterais e no âmbito das aquisições do CUR valorizados ao preço de referência definido no Artigo 88.º

$\tilde{O}C_{CVPRE,t}^{PRE1}$ Outros custos, designadamente, custos com pagamentos de tarifa de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime especial, previstos para o ano t

$\Delta\tilde{S}PRE_{CVPRE,t-1}^{PRE1}$ Valor estimado para o ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, no ano t-1 a incorporar no ano t

- $\Delta SPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE1}$ Ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, recalculado com base em valores reais
- $\tilde{SPRE}_{CVPRE,t}^{PRE1}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previsto para o ano t a recuperar pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
- $ASPRE_{CVPRE,t}^{PRE1}$ Valor referente às parcelas determinadas no âmbito do mecanismo de alisamento do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previstos para o ano t, definidos nas alíneas a1) a a5)
- $\tilde{MSPRE}_{CVPRE,t}^{PRE1}$ Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE, decorrentes da legislação em vigor, previstas para o ano t a recuperar pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
- $CIEG_{PRE1,t}^{Est}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral previstos para o ano t, a repercutir nas tarifas elétricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea b) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.

- a1) O diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previstos para o ano t são sujeitos a um repercussão quinquenal, nos termos do Artigo 73.ºA do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho.
- a2) A transferência intertemporal é recuperada através de uma anuidade, a cinco anos.
- a3) A taxa de juro a aplicar ao mecanismo de alisamento de proveitos corresponde à taxa de remuneração cuja metodologia é definida de acordo com a legislação em vigor.
- a4) A parcela de proveitos permitidos, resultante da diferença entre os proveitos permitidos em cada ano e os resultantes da repercussão quinquenal dos sobrecustos é identificado como ajustamento tarifário e suscetível de ser transmitida nos termos previstos nos artigos 3.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro e 5.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.

- a5) A diferença dos proveitos referida na alínea anterior é publicada pela ERSE no Despacho anual que aprova as tarifas de eletricidade.
- a6) O montante a que se refere a alínea anterior deve ser transferido pelo operador da rede de distribuição em valores mensais em regime de duodécimos no prazo de 25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito.
- a) O ajustamento ($\Delta\tilde{\text{SPRE}}_{\text{CVPRE},t-1}^{\text{PRE1}}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{\text{SPRE}}_{\text{CVPRE},t-1}^{\text{PRE1}} = (\text{SPRE}_{\text{CVPRE},t-1}^{\text{PRE1}} - \text{ALSPRE}_{\text{CVPRE},t-1}^{\text{PRE1}} + \text{CIEG}_{\text{PRE1},t-1}^{\text{EST}} - \tilde{\text{RSPRE}}_{\text{CVPRE},t-1}^{\text{PRE1}}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (52)$$

em que:

- $\text{SPRE}_{\text{CVPRE},t-1}^{\text{PRE1}}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previstos recuperar em t-1 pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
- $\text{ALSPRE}_{\text{CVPRE},t-1}^{\text{PRE1}}$ Parcela de proveitos permitidos determinados no âmbito do mecanismo de alisamento do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, definida nas alíneas a1) a a5), incorporada na determinação dos proveitos permitidos no ano t-1
- $\text{CIEG}_{\text{PRE1},t-1}^{\text{EST}}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral previstos para o ano t-1, a repercutir nas tarifas elétricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea b) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto
- $\tilde{\text{RSPRE}}_{\text{CVPRE},t-1}^{\text{PRE1}}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previsto para o ano t-1, determinado com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (50)
- i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
- δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

- b) O ajustamento ($\Delta\text{SPRE}_{\text{CVPRE},t-2}^{\text{PRE1}}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta \text{SPRE}_{\text{CVPRE},t-2}^{\text{PRE1}} = \left[\left(\frac{\text{SPRE}_{\text{CVPRE},t-2}^{\text{PRE1}} - \text{ALSPRE}_{\text{CVPRE},t-2}^{\text{PRE1}} + \text{MSPRE}_{\text{CVPRE},t-2}^{\text{PRE1}} + \text{CIEG}_{\text{PRE1},t-2}^{\text{EST}} - \text{RSPRE}_{\text{CVPRE},t-2}^{\text{PRE1}}}{- \text{SPRE}_{\text{CVPRE,prov}}^{\text{PRE1}}} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \bar{\delta}_{t-2}}{100} \right) \right] \times \quad (53)$$

$$\left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \bar{\delta}_{t-1}}{100} \right)$$

em que:

- $\text{SPRE}_{\text{CVPRE},t-2}^{\text{PRE1}}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, recuperados em t-2 pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
- $\text{ALSPRE}_{\text{CVPRE},t-2}^{\text{PRE1}}$ Parcela de proveitos permitidos determinados no âmbito do mecanismo de alisamento do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º90/2006, de 24 de maio, definida nas alíneas a1) a a5), incorporada na determinação dos proveitos permitidos no ano t-2
- $\text{MSPRE}_{\text{CVPRE},t-2}^{\text{PRE1}}$ Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE, decorrentes da legislação em vigor, determinado com base nos valores reais, a recuperar pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
- $\text{CIEG}_{\text{PRE1},t-2}^{\text{EST}}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral determinados com base nos valores reais, a repercutir nas tarifas elétricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea b) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto
- $\text{RSPRE}_{\text{CVPRE},t-2}^{\text{PRE1}}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, no ano t-2, determinado com base nos valores reais, calculados pela expressão (50)
- i_{t-2}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
- $\bar{\delta}_{t-2}$ Spread no ano t-2, em pontos percentuais

$SPRE_{CVPRE,prov}^{PRE1}$ Valor do ajustamento provisório calculado no ano t-2 de acordo com a alínea a) incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor ($\Delta\tilde{SPRE}_{CVPRE,t-1}^{PRE1}$)

i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

$\tilde{\delta}_{t-1}$ Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

3 - O diferencial de custo ($\tilde{RSPRE}_{CVPRE,t}^{PRE2}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{RSPRE}_{CVPRE,t}^{PRE2} = \tilde{PRE}_{CVPRE,t}^{PRE2} - \tilde{VPRE}_{CVPRE,t}^{PRE2} + \tilde{OC}_{CVPRE,t}^{PRE2} - \Delta\tilde{SPRE}_{CVPRE,t-1}^{PRE2} \quad (54)$$

$$\tilde{SPRE}_{CVPRE,t}^{PRE2} = ASPRE_{CVPRE,t}^{PRE2} - \tilde{MSPRE}_{CVPRE,t}^{PRE2} - CIEG_{PRE2,t}^{Est} + Cog_{CVPRE,t}^{FER} \quad (55)$$

em que:

$\tilde{PRE}_{CVPRE,t}^{PRE2}$ Custos com aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previstos para o ano t

$\tilde{VPRE}_{CVPRE,t}^{PRE2}$ Vendas de energia elétrica relativa à produção em regime especial, não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previstas para o ano t. As vendas podem ocorrer em mercados organizados à vista ou a prazo, em leilões, através de contratos bilaterais e no âmbito das aquisições do CUR valorizados ao preço de referência definido no Artigo 88.º

$\tilde{OC}_{CVPRE,t}^{PRE2}$ Outros custos, designadamente, custos com pagamentos de tarifa de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime especial, previstos para o ano t

$\Delta\tilde{SPRE}_{CVPRE,t-1}^{PRE2}$ Valor estimado para o ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, no ano t-1 a incorporar no ano t

$\Delta SPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE2}$ Ajustamento do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, recalculado com base em valores reais

$\tilde{S}PRE_{CVPRE,t}^{PRE2}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previsto para o ano t a recuperar pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
$ASPRE_{CVPRE,t}^{PRE2}$	Valor referente às parcelas determinadas no âmbito do mecanismo de alisamento do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º90/2006, de 24 de maio, previstos para o ano t, definidos nas alíneas a1) a a5)
$\tilde{M}SPRE_{CVPRE,t}^{PRE2}$	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE, decorrentes da legislação em vigor, previstas para o ano t, a recuperar pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
$CIEG_{PRE2,t}^{Est}$	Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral previstos para o ano t, a repercutir nas tarifas elétricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea b) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.
$Cog_{CVPRE,t}^{FER}$	Reposição gradual do montante diferido no âmbito da reclassificação do sobrecusto da cogeração produzida a partir de fontes renováveis referentes aos anos 2009-2011, não incluídos nas tarifas de 2011, previstos para o ano t.

- a1) O diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previstos para o ano t são sujeitos a um repercussão quinquenal, nos termos do Artigo 73.ºA do Decreto-Lei n.º29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho.
- a2) A transferência intertemporal é recuperada através de uma anuidade, a cinco anos.
- a3) A taxa de juro a aplicar ao mecanismo de alisamento de proveitos corresponde à taxa de remuneração cuja metodologia é definida de acordo com a legislação em vigor.
- a4) A parcela de proveitos permitidos, resultante da diferença entre os proveitos permitidos em cada ano e os resultantes da repercussão quinquenal dos sobrecustos é identificado como ajustamento tarifário e suscetível de ser transmitida nos termos previstos nos artigos 3.º do

Decreto-Lei n.º237-B/2006, de 18 de dezembro e 5.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.

- a5) A diferença dos proveitos referida na alínea anterior é publicada pela ERSE no Despacho anual que aprova as tarifas de eletricidade.
- a6) O montante a que se refere a alínea anterior deve ser transferido pelo operador da rede de distribuição em valores mensais em regime de duodécimos no prazo de 25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito.
- a) Os custos resultantes da reclassificação da cogeração produzida a partir de fontes renováveis 2009-2011 são repercutidos de forma gradual e progressiva ao longo de 3 anos com início em 2011 acrescidos de juros.
- b) A taxa de juro a aplicar resulta da média das taxas de rendibilidades das obrigações do tesouro a 2 anos e a 3 anos, determinada com base nos valores diários das taxas de rendibilidades deste títulos verificados no mês de dezembro de 2010.
- c) O saldo em dívida e respetivos juros são publicados pela ERSE no Despacho anual que aprova as tarifas de eletricidade.
- d) O ajustamento $(\Delta\tilde{SPRE}_{CVPRE,t-1}^{PRE2})$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{SPRE}_{CVPRE,t-1}^{PRE2} = \left(\frac{SPRE_{CVPRE,t-1}^{PRE2} - ALSPRE_{CVPRE,t-1}^{PRE2} + CIEG_{PRE2,t-1}^{EST} - Cog_{CVPRE,t-1}^{FER}}{\tilde{R}SPRE_{CVPRE,t-1}^{PRE2}} \right) \times \quad (56)$$

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

em que:

$SPRE_{CVPRE,t-1}^{PRE2}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previstos recuperar em t-1 pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$ALSPRE_{CVPRE,t-1}^{PRE2}$ Parcela de proveitos permitidos determinados no âmbito do mecanismo de alisamento do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º90/2006, de 24 de maio, definida nas alíneas a1) a a5), incorporada na determinação dos proveitos permitidos no ano t-1

$CIEG_{PRE2,t-1}^{EST}$	Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral previstos para o ano t-1, a repercutir nas tarifas elétricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea b) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto
$Cog_{CVPRE,t-1}^{FER}$	Reposição gradual do montante diferido no âmbito da reclassificação do sobrecusto da cogeração produzida a partir de fontes renováveis referentes aos anos 2009-2011, não incluídos nas tarifas de 2011, previstos recuperar em t-1.
$\tilde{RSPRE}_{CVPRE,t-1}^{PRE2}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previsto para o ano t-1, determinado com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (54)
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
$\bar{\delta}_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

e) O ajustamento ($\Delta SPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE2}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta SPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE2} = \left[\left(SPRE_{CVEE,t-2}^{PRE2} - ALSPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE2} + MSPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE2} + CIEG_{PRE2,t-2}^{EST} - Cog_{CVPRE,t-2} - RSPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE2} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \bar{\delta}_{t-2}}{100} \right) - SPRE_{CVPRE,prov}^{PRE2} \right] \quad (57)$$

$$\times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \bar{\delta}_{t-1}}{100} \right)$$

em que:

$SPRE_{CVEE,t-2}^{PRE2}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, recuperados em t-2 pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
$ALSPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE2}$	Parcela de proveitos permitidos determinados no âmbito do mecanismo de alisamento do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, definida nas alíneas a1) a a5), incorporada na determinação dos proveitos permitidos no ano t-2

- $MSPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE2}$ Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE, decorrentes da legislação em vigor, determinadas com base nos valores reais, a recuperar pela aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
- $CIEG_{PRE2,t-2}^{EST}$ Custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico determinado com base nos valores reais a repercutir nas tarifas elétricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea b) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto
- $Cog_{CVPRE,t-2}^{FER}$ Reposição gradual do montante diferido no âmbito da reclassificação do sobrecusto da cogeração produzida a partir de fontes renováveis referentes aos anos 2009-2011, não incluídos nas tarifas de 2011, previstos em t-2.
- $RSPRE_{CVPRE,t-2}^{PRE2}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, no ano t-2, determinado com base nos valores reais, calculados pela expressão (54)
- i_{t-2}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
- $\tilde{\delta}_{t-2}$ *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais
- $SPRE_{CVPRE,prov}^{PRE2}$ Valor do ajustamento provisório calculado no ano t-2 de acordo com a alínea a) incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor ($\Delta\tilde{SPRE}_{CVPRE,t-1}^{PRE2}$)
- i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
- $\tilde{\delta}_{t-1}$ *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.
- f) A parcela Cog_{CVPRE}^{FER} contida nos ajustamentos tarifários é suscetível de ser transmitida nos termos previstos no artigo 3.º do Decreto-Lei 237-B/2006, de 18 de dezembro.

4 - Os custos de funcionamento afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, aceites pela ERSE, são calculados com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}f_{CVPRE,t}^{CR} = \tilde{C}_{CVPRE,t} + \tilde{A}m_{CVPRE,t} + \tilde{A}ct_{CVPRE,t} \times \frac{r_{CVPRE,t}^{CR}}{100} - \Delta C_{CVPRE,t-2}^{CR} \quad (58)$$

$$\tilde{C}f_{CVPRE,t}^{CR} = \tilde{C}f_{CVPRE,t}^{PRE1} + \tilde{C}f_{CVPRE,t}^{PRE2}$$

em que:

$\tilde{C}_{CVPRE,t}$ Custos de exploração afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, aceites pela ERSE, previstos para o ano t

$\tilde{A}m_{CVPRE,t}$ Amortizações do ativo fixo afeto à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, aceites pela ERSE, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct_{CVPRE,t}$ Valor médio do ativo fixo afeto à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

$i_{CVPRE,t}^{CR}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, fixada **resultante da metodologia definida** para o período de regulação, em percentagem

$\Delta CF_{CVPRE,t-2}^{CR}$ Ajustamento no ano t, dos custos de funcionamento afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, com base nos valores ocorridos em t-2.

$\tilde{C}f_{CVPRE,t}^{PRE1}$ Custos de funcionamento afetos à aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previstos para o ano t

$\tilde{C}f_{CVPRE,t}^{PRE2}$ Custos de funcionamento afetos à aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previstos para o ano t

A repartição dos custos de funcionamento entre PRE1 e PRE2 é efetuada tendo em conta a proporção da energia adquirida a cada uma das produções.

Artigo 88.º

Proveitos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

1 - Os proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{E,t}^{CR} = \tilde{C}_{EE_{C_{VEE,t}}^{CR}} + \tilde{C}_{f_{C_{VEE,t}}^{CR}} - \Delta \tilde{R}_{E,t-1}^{CR} - \Delta R_{E,t-2}^{CR} - \Delta TVCF_{E,t}^{CR} \quad (59)$$

$$\tilde{R}_{TE,t}^{CR} = \tilde{R}_{E,t}^{CR} + Energia_{Pol,t}^{Est} + C_{C_{VEE,t}}^{Sust} \quad (60)$$

em que:

$\tilde{R}_{E,t}^{CR}$ Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t

$\tilde{C}_{EE_{C_{VEE,t}}^{CR}}$ Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t

$\tilde{C}_{f_{C_{VEE,t}}^{CR}}$ Custos de funcionamento afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t

$\Delta \tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$ Valor previsto para o ajustamento dos custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, no ano t-1 a incorporar no ano t

$\Delta R_{E,t-2}^{CR}$ Ajustamento no ano t dos custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, relativo ao ano t-2

$\Delta TVCF_{E,t}^{CR}$ Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos do ano t

$\tilde{R}_{TE,t}^{CR}$ Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, previstos para o ano t, a recuperar por aplicação da tarifa de energia

$Energia_{Pol,t}^{Est}$ Ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes previstos para o ano t, a repercutir nas tarifas elétricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto

$C_{CVVE,t}^{Sust}$ Ajustamentos positivos ou negativos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados a repercutir nos proveitos do ano t, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de Distribuição, sem prejuízo do disposto na alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.

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

2 - Os custos ($\tilde{C}_{CVVE,t}^{CR}$) previstos na expressão (59) são dados por:

$$\tilde{C}_{CVVE,t}^{CR} = \tilde{p}_{CUR,t}^{Ref} \times \tilde{W}_{CVVE,t} - \tilde{P}_{CVVE,t} + \tilde{O}_{CVVE,t}^{CR} \quad (61)$$

em que:

$\tilde{p}_{CUR,t}^{Ref}$ Preço de referência previsto para o ano t

$\tilde{W}_{CVVE,t}$ Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes dos CUR, prevista para o ano t

~~$\tilde{P}_{CVVE,t}$ Proveitos decorrentes da partilha de risco entre o CUR e os comercializadores em regime de mercado, repercutido nos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa UGS-II.~~

$\tilde{O}_{CVVE,t}^{CR}$ Outros custos, nomeadamente custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária, previstos para o ano t.

~~3 - Os proveitos decorrentes da partilha de risco entre o CUR e os comercializadores em regime de mercado decorrente da Compra e venda de energia elétrica para fornecimento, previsto para o ano t são dados pela seguinte expressão:~~

~~$$\tilde{P}_{CVVE,t} = \tilde{p}_{CUR,t}^{Ref} \times \tilde{W}_{CVVE,t} \times \rho \quad (62)$$~~

~~em que:~~

~~$\tilde{p}_{CUR,t}^{Ref}$ Preço de referência, definido através do mecanismo de aprovisionamento do CUR, previsto para o ano t~~

~~$\widetilde{W}_{CVVEE,t}$ Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes dos CUR, prevista para o ano t~~

~~ρ Fator de partilha de risco entre CUR e comercializadores em mercado, repercutido nos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa UGS II.~~

4 - O preço de referência ($\tilde{p}_{CUR,t}^{Ref}$) previsto na expressão (61) é dado por aplicação do mecanismo de aprovisionamento do CUR do seguinte modo:

$$\tilde{p}_{CUR}^{Ref} = \left(\sum_i^n Q_i \times \tilde{p}_{CUR}^i \right) \times (1+\gamma) \quad (63)$$

em que:

Q_i Proporção da quantidade de energia elétrica adquirida através da contratação i no total da energia elétrica adquirida para fornecimento aos clientes, a estabelecer em subregulamentação

i Forma de contratação i da aquisição de energia elétrica que pode assumir as seguintes vertentes: mercados organizados a vista ou a prazo, leilões e contratos bilaterais

~~\tilde{p}_{CUR}^i Preço médio previsto da contratação i de energia, definida de acordo com regras a estabelecer em subregulamentação~~

~~γ Parâmetro que reflete o prémio de risco associado à contratação, sujeito à condição $\gamma > \rho$ e definido de acordo com regras a estabelecer em subregulamentação.~~

5 - Os custos ($\tilde{C}_{CVVEE,t}^{CR}$) previstos na expressão (59) são dados por:

$$\tilde{C}_{CVVEE,t}^{CR} = \tilde{C}_{CVVEE,t} + \tilde{A}mf_{CVVEE,t} + \tilde{A}ctf_{CVVEE,t} \times \frac{r_{CVVEE,t}^{CR}}{100} \quad (64)$$

em que:

$\tilde{C}_{CVVEE,t}$ Custos de exploração afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso, previstos para o ano t

$\tilde{A}mf_{C_{VEE},t}$	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações do imobilizado compartilhado, afeto à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, previstas para o ano t
$\tilde{A}ctf_{C_{VEE},t}$	Valor médio do ativo fixo, líquido de amortizações e participações, afeto à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano
$r_{C_{VEE},t}^{CR}$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, fixada resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem.

6 - O ajustamento ($\Delta\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$) é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}_{E,t-1}^{CR} = \left(\tilde{R}_{E,t-1}^{CR} - \text{Energia}_{Pol,t-1}^{Est} - C_{C_{VEE},t-1}^{Sust} - \tilde{R}_{E,t-1}^{CR} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (65)$$

em que:

$\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$	Proveitos a recuperar da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, por aplicação da tarifa de Energia, no ano t-1
$\text{Energia}_{Pol,t-1}^{Est}$	Ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes estimados para o ano t-1, a repercutir nas tarifas elétricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto
$C_{C_{VEE},t-1}^{Sust}$	Ajustamentos positivos ou negativos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano t-1, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de Distribuição, sem prejuízo do disposto na alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto
$\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$	Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, previstos no ano t-1, determinados com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (59)

i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} *Spread* no ano t-1, em pontos percentuais.

7 - O ajustamento ($\Delta R_{E,t-2}^{CR}$) previsto na expressão (59) é dado por:

$$\Delta R_{E,t-2}^{CR} = \left[(Rf_{E,t-2}^{CR} - \text{Energia}_{Pol,t-2}^{Est} - C_{CVEE,t-2}^{Sust} - R_{E,t-2}^{CR}) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta R_{E,prov}^{CR} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (66)$$

em que:

$Rf_{E,t-2}^{CR}$ Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano t-2

$\text{Energia}_{Pol,t-2}^{Est}$ Ajustamentos positivos ou negativos referentes a custos decorrentes da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes previstos para o ano t-2, a repercutir nas tarifas elétricas nos anos subsequentes, respeitantes à alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto

$C_{CVEE,t-2}^{Sust}$ Ajustamentos positivos ou negativos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes referentes a anos anteriores, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados, a repercutir nos proveitos do ano t-2, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de Distribuição, sem prejuízo do disposto na alínea a) do n.º 2 do Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto

$R_{E,t-2}^{CR}$ Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, determinados com base nos valores ocorridos em t-2, calculados pela expressão (59)

i_{t-2}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2

δ_{t-2} *Spread* no ano t-2, em pontos percentuais

$\Delta R_{E,prov}^{CR}$ Valor do ajustamento provisório calculado no ano t-2 de acordo com o n.º 6 -, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor ($\Delta \tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$)

i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

8 - O desvio ($\Delta TVCF_{E,t}^{CR}$) é dado pela expressão:

$$\Delta TVCF_{E,t}^{CR} = \tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF} + \Delta_{t-2}^{TVCF} \quad (67)$$

em que:

$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF}$ Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano t-1 a incorporar nos proveitos do ano t, calculado de acordo com o Artigo 129.º

Δ_{t-2}^{TVCF} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano t-2 a incorporar nos proveitos do ano t, calculado de acordo com o Artigo 129.º.

Artigo 89.º

Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{CVATD,t}^{CR} = \tilde{R}_{UGS,t}^{CR} + \tilde{R}_{URT,t}^{CR} + \tilde{R}_{URD,t}^{CR} \quad (68)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVATD,t}^{CR}$ Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{UGS,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano t

$\tilde{R}_{URT,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano t

$\tilde{R}_{URD,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso, no ano t.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

Artigo 89-A.º

Custos de referência da atividade de comercialização

Anualmente são definidos os custos de referência da atividade de comercialização, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente, nos termos do artigo 50.º do Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de outubro.

Artigo 90.º

Proveitos da atividade de Comercialização

1 - Os proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por nível de tensão ou fornecimento j, por aplicação da tarifa de Comercialização, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{C,t}^{CR} = \tilde{R}_{C,NT,t}^{CR} + \tilde{R}_{C,BTE,t}^{CR} + \tilde{R}_{C,BTn,t}^{CR} \quad (69)$$

em que:

$\tilde{R}_{C,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização no nível de tensão ou fornecimento j, no ano t

j Nível de tensão ou fornecimento NT (MAT, AT, MT), BTE e BTN

$\tilde{R}_{C,NT,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em NT (MAT, AT, e MT), calculados com base no nível tarifário do ano anterior acrescido de um fator de atualização, no ano t

$\tilde{R}_{C,BTE,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em BTE calculados com base no nível tarifário do ano anterior acrescido de um fator de atualização, no ano t

$\tilde{R}_{C,BTn,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em BTN, calculados de acordo com a formula (70) no ano t

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - Os proveitos permitidos da atividade de Comercialização, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{C,t}^{CR} = \sum_j \tilde{R}_{C,j,t}^{CR} = \sum_j \left(F_{C,j,t} + V_{C,j,t} \times \tilde{N}_{C,j,t} \tilde{C}_{C,j,t} + \tilde{P}EF_{C,j,t} + \frac{\delta_{C,t}}{365} \times \left(\tilde{R}_{E,j,t}^{CR} + \tilde{R}_{CVATD,j,t}^{CR} \right) \times \frac{r_{c,r}}{100} + Z_{C,j,t-1} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta R_{C,j,t-2}^{CR} \right) \quad (70)$$

em que:

$\tilde{R}_{C,t}^{CR}$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização, previstos para o ano t
j	Níveis de tensão ou tipo de fornecimento NT (MAT, AT, e MT), BTE e BTN
$\tilde{R}_{C,j,t}^{CR}$	Proveitos permitidos, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j, previstos para o ano t
$F_{C,j,t}$	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, no ano t, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j
$V_{C,j,t}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, no nível de tensão ou tipo de fornecimento j, no ano t, em Euros por consumidor
$\tilde{N}_{C,j,t}$	Número de consumidores médio, previsto para o ano t, no nível de tensão ou tipo de fornecimento j
$\tilde{C}_{C,j,t}$	Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t
$\tilde{P}EF_{C,j,t}$	Custos com os planos de reestruturação de efetivos afetos à atividade de Comercialização, aceites pela ERSE, no nível de tensão ou tipo de fornecimento j, previstos para o ano t
$\delta_{C,t}$	Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos no ano t, em dias
$\tilde{R}_{E,j,t}^{CR}$	Custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 88.º

$\tilde{R}_{CVATD,j,t}^{CR}$	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t, calculados de acordo com o Artigo 89.º
$r_{c,r}$	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, resultante da metodologia definida fixada para o período de regulação r, em percentagem
$Z_{C,j,t-1}$	Custos previstos para o ano t-1, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$\Delta Rr_{C,j,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j, relativa ao ano t-2.

2A - Os custos de exploração ($\tilde{C}_{C,j,t}$) aceites pela ERSE têm por base os custos de referência para a atividade de comercialização definidos no Artigo 89-A.º, no ano t, e são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{C,j,t} = \begin{cases} F_{C,j,t} + \sum_i V_{C,i,j,t} \times \tilde{D}C_{i,j,t} & t = 1 \\ F_{C,j,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{C,F,j,t}}{100} \right) + \sum_i V_{C,i,j,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{C,V,j,t}}{100} \right) \times \tilde{D}C_{i,j,t} & t = 2, 3 \end{cases} \quad (70A)$$

em que:

t	Ano do período de regulação
j	Níveis de tensão
i	Indutor de custo
$FC_{t,j}$	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t, por nível de tensão j

$V_{C,i,j,t}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t , por nível de tensão j
$\tilde{D}C_{i,j,t}$	Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, do ano t , por nível de tensão j
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano $t-1$), publicada pelo INE
$X_{C,F,j,t}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em percentagem, no ano t , por nível de tensão j
$X_{C,V,j,t}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em percentagem, no ano t , por nível de tensão j

3— A componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização é fixada para o primeiro ano do período de regulação ($F_{C,j,t}$) e evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$F_{C,j,t} = \begin{cases} F_{C,j,t} & \text{para } t=1 \\ F_{C,j,t-1} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} \times X_{C,F,j,t}}{100} \right) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (71)$$

em que:

$F_{C,j,t}$	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização no primeiro ano do período de regulação, por nível de tensão j
$F_{C,j,t-1}$	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, no ano $t-1$, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano $t-1$), publicada pelo INE
$X_{C,F,j,t}$	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j , em percentagem.

4— A componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização é fixada para o primeiro ano do período de regulação ($V_{C,j,t}$) e evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$V_{C,j,t} = \begin{cases} V_{C,j,t} & \text{para } t=1 \\ V_{C,j,t-1} \times \left(1 + \frac{\text{IPIB}_{t-1} \times X_{C,v,j,t}}{100}\right) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (72)$$

em que:

$V_{C,j,t}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, no nível de tensão ou tipo de fornecimento j , no primeiro ano do período de regulação, em Euros por consumidor
$V_{C,j,t-1}$	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, no nível de tensão ou tipo de fornecimento j , no ano $t-1$, em Euros por consumidor
IPIB_{t-1}	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano $t-1$), publicada pelo INE
$X_{C,v,j,t}$	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, nível de tensão ou tipo de fornecimento j , em percentagem.

5 - Os custos previstos com planos de reestruturação de efetivos ($\tilde{\text{PEF}}_{C,j,t}$) são aceites pela ERSE, no início de cada período de regulação, sendo ajustados ao fim de dois anos com base nos relatórios de execução a enviar pelo comercializador de último recurso de acordo com o Artigo 148.º.

6 - O ajustamento ($\Delta R_{C,j,t-2}^{\text{CR}}$) é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta R_{C,j,t-2}^{\text{CR}} = (R_{C,j,t-2}^{\text{CR}} - R_{C,j,t-2}^{\text{CR}} + \text{CQS}_{C,j,t-2}^{\text{CR}}) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^{\text{E}} + \delta_{t-2}}{100}\right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{\text{E}} + \delta_{t-1}}{100}\right) \quad (73)$$

em que:

$R_{C,j,t-2}^{\text{CR}}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso, por nível de tensão ou fornecimento j , por aplicação da tarifa de Comercialização, no ano $t-2$
$R_{C,j,t-2}^{\text{CR}}$	Proveitos permitidos ao comercializador de último recurso no âmbito da atividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j , calculados com base nos valores verificados em $t-2$

$CQS_{C,j,t-2}^{CR}$	Compensação devida por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço nos termos estabelecidos no Regulamento de Qualidade de Serviço
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\bar{\delta}_{t-2}$	Spread no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
$\bar{\delta}_{t-1}$	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

~~A partir do segundo ano de implementação deste Regulamento este ajustamento só se aplica para os fornecimentos em Baixa tensão normal.~~

7 - O 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 (MAT, AT, MT) e BTE, no ano t é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{Ext}_{CUR,j',t}^{TVCF} = \sum_{j'} \left(\tilde{R}_{C,j',t}^{CR} - \tilde{R}_{C,j',t-2}^{CR} \Delta Ext_{CUR,j',t-2}^{TVCF} \right) \quad (74)$$

em que:

$\tilde{Ext}_{CUR,j',t}^{TVCF}$	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 (MAT, AT, MT), e-BTE e BTN, no nível de tensão ou fornecimento j' , previsto para o ano t,
j'	NT (MAT, AT, MT), e-BTE e BTN
$\tilde{R}_{C,j',t}^{CR}$	Proveitos permitidos, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j' , previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (70)
$\tilde{R}_{C,j',t-2}^{CR}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização no nível de tensão ou fornecimento j' , no ano t
$\Delta Ext_{CUR,j',t-2}^{TVCF}$	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 (MAT, AT, MT), e-BTE e BTN, no nível de tensão ou fornecimento j' , do ano t-2.

8 - O 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 (MAT, AT, MT), e-BTE e BTN, do ano t-2 ($\Delta Ext_{CUR,j',t-2}^{TVCF}$) é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta Ext_{CUR,j',t-2}^{TVCF} = \left(Rf_{C,j',t-2}^{CR} + \tilde{Ext}_{CUR,j',t-2}^{TVCF} - Rr_{C,j',t-2}^{CR} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (75)$$

em que:

$Rf_{C,j',t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso, por nível de tensão ou fornecimento j' , por aplicação da tarifa de Comercialização, no ano t-2,
j'	NT (MAT, AT, MT), e-BTE e BTN
$\tilde{Ext}_{CUR,j',t-2}^{TVCF}$	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 (MAT, AT, MT), e-BTE e BTN, no nível de tensão ou fornecimento j' , previsto para o ano t-2
$Rr_{C,j',t-2}^{CR}$	Proveitos permitidos ao comercializador de último recurso no âmbito da atividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j' , calculados com base nos valores verificados em t-2
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	Spread no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 91.º

Sobreproveito por aplicação da tarifa transitória

1 - A tarifa transitória aplica-se aos clientes finais com consumos em MAT, AT, MT, e-BTE e BTN nos termos da legislação em vigor do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro.

2 - O montante de sobreproveito estimado para o ano t devido à aplicação da tarifa transitória é transferido pelo comercializador de último recurso para o operador da rede de distribuição em prestações iguais e com periodicidade mensal.

3 - O montante previsional é ajustado dois anos depois com juros à taxa prevista neste Regulamento para os restantes ajustamentos do comercializador de último recurso.

Artigo 92.º

~~Custos de referência da atividade de comercialização~~

~~No início de cada período de regulação, é definido o nível de referência dos custos de exploração por indutor e por natureza, para os níveis de tensão MT e BT.~~

Secção V

Proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA

Artigo 93.º

Proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, no ano t, são dados pela expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{AGS} = & \tilde{C}_{SPA,t}^{AGS} + \tilde{C}_{SIA,t}^{AGS} + \tilde{A}m_t^{AGS} + \tilde{A}ct_t^{AGS} \times \frac{I_t^{AGS}}{100} + \tilde{C}_t^{AGS} + \tilde{C}mnt_t^{AGS} + \tilde{E}Comb_t^{AGS} + \tilde{O}CombLubr_t^{AGS} + \\ & Z_{t-1}^{AGS} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) + \tilde{Z}_t^{AGS} + \tilde{A}mb_t^{AGS} + SNA_{0607,t}^{AGS} - \Delta R_{t-2}^{AGS} \end{aligned} \quad (76)$$

em que:

\tilde{R}_t^{AGS}	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{C}_{SPA,t}^{AGS}$	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAA, previstos para o ano t
$\tilde{C}_{SIA,t}^{AGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA, previstos para o ano t
$\tilde{A}m_t^{AGS}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos ativos participados, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct_t^{AGS}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
r_t^{AGS}	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, fixada resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem
\tilde{C}_t^{AGS}	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t
$\tilde{C}mnt_t^{AGS}$	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE, previsto para o ano t
$\tilde{F}Comb_t^{AGS}$	Custos com os fueléee combustíveis , previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE, no ano t
$\tilde{O}CombLubr_t^{AGS}$	Outros e Custos com combustíveis e lubrificantes e outros fluídos , com exceção dos custos com o fueléee , previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE, no ano t
Z_{t-1}^{AGS}	Custos estimados para o ano t-1, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
$\tilde{\delta}_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
Z_t^{AGS}	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema
$\tilde{A}mb_t^{AGS}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE, de acordo com o “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental”, conforme estabelecido na Secção VII do presente capítulo

$SNA_{0607,t}^{AGS}$ Custo com a convergência tarifária afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 98.º

ΔR_{t-2}^{AGS} Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos ao ano t-2.

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

~~2—O preço limite para efeitos de cálculo do custo da parcela de aquisição de energia elétrica a centros produtores não vinculados do sistema público da RAA incluído em $(\tilde{C}_{SIA,t}^{AGS})$ é fixado anualmente.~~

2A – Os custos associados à introdução de novas tecnologias ou nova capacidade de produção poderão não ser aceites sempre que o nível de custos daí resultante seja superior ao nível de custos anterior à introdução dessa tecnologia.

3 - O ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuição da RAA.

4 - Os custos de exploração (\tilde{C}_t^{AGS}) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_t^{AGS} = \begin{cases} FC_t^{AGS} + \sum_i VC_{it}^{AGS} \times \tilde{DC}_{it}^{AGS} & t = 1 \\ FC_{t-1}^{AGS} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC}^{AGS}}{100}\right) + \sum_i VC_{it-1}^{AGS} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_i}^{AGS}}{100}\right) \times \tilde{DC}_{it}^{AGS} & t = 2, 3 \end{cases} \quad (77)$$

em que:

t Ano do período de regulação

i Indutor de custo

FC_t^{AGS} Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, no ano t

VC_t^{AGS}	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, no ano t
\tilde{DC}_i^{AGS}	Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, do ano t
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano $t-1$), publicada pelo INE
X_{FC}^{AGS}	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem
$X_{VC_i}^{AGS}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem.

5 - Os custos dos combustíveis ~~fuelóleo~~ consumidos na produção de energia elétrica $\left(\frac{E_t^{AGS}}{F_t}\right)$ $\left(\tilde{Comb}_t^{AGS}\right)$ são determinados separadamente dos restantes custos de exploração, sendo aceites de acordo com o estabelecido no Artigo 94.º.

6 - O ajustamento $\left(\Delta R_{t-2}^{AGS}\right)$ previsto na expressão (76) é dado por:

$$\Delta R_{t-2}^{AGS} = \left[R_{t-2}^{AGS} + SA_{t-2}^{AGS} + SRAA_{t-2}^{AGS} - \left(R_{t-2}^{AGS} + CO2_{t-2}^{AGS} - \Delta_{t-2}^{TVCFA} \right) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (78)$$

em que:

R_{t-2}^{AGS}	Valor dos proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, no ano $t-2$
SA_{t-2}^{AGS}	Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em $t-2$, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano $t-2$, calculado de acordo com o Artigo 97.º

$SRAA_{t-2}^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA no ano t-2, imputáveis à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade
R_{t-2}^{AGS}	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (76), com base em valores verificados em t-2
$CO2_{t-2}^{AGS}$	Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO ₂ e da partilha de benefícios obtidos com a sua otimização, nos termos definidos na Secção XII do presente capítulo, no ano t-2
Δ_{t-2}^{TVCFA}	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA, no ano t-2, a incorporar nos proveitos do ano t, calculado de acordo com o Artigo 132.º
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 94.º

Custos aceites com a aquisição dos de combustível combustíveis para a produção de energia elétrica

1 - No âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, os custos com os de combustível combustíveis decorrentes da produção de energia elétrica, no ano t, são determinados do seguinte modo:

$$\tilde{F}Comb_t^{AGS} = \sum_c \sum_k \tilde{F}Comb_{c,t}^{ref} \times \tilde{Q}fComb_{c,k,t}^A + \sum_c \tilde{C}_{c,k,t}^A \quad (79)$$

em que:

$\tilde{F}_{\text{Comb}_t}^{A_{\text{GS}}}$ Custo com o ~~fuelóleo~~ **combustíveis** a consumir na produção de energia elétrica, aceite pela ERSE, previsto para o ano t

c Tipo de combustível c da RAA

k Ilha k da RAA

$\tilde{F}_{\text{Comb}_{c,t}}^{\text{ref}}$ Custo unitário do ~~fuelóleo~~ **combustível c** para produção de energia elétrica praticado no mercado primário de referência, **acrescido de margem de comercialização**, previsto para o ano t

$\tilde{Q}_{\text{Comb}_{c,t}}^A$ Quantidade de ~~fuelóleo~~ **combustível c** a consumir na produção de energia elétrica, no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para o ano t, na ilha k, em ~~toneladas~~ **unidades físicas**

$\tilde{C}_{c,k,t}^A$ Custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do ~~fuelóleo~~ **combustível c** previsto consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, até às centrais da ilha k, previsto para o ano t.

2 - Os custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do ~~fuelóleo~~ **combustível c** são fixados para o primeiro ano do período de regulação ($\tilde{C}_{c,k,1}^A$) e evoluem para os restantes anos do período, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{c,k,t}^A = \begin{cases} \tilde{C}_{c,k,1}^A & \\ \tilde{C}_{c,k,t-1}^A \times (1 - T_{c,t}^A) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (80)$$

em que:

$T_{c,t}^A$ Fator de eficiência associado aos custos com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do ~~fuelóleo~~ **combustível c** na Região Autónoma dos Açores, no ano t.

Artigo 95.º

Proveitos da atividade de Distribuição de Energia elétrica da RAA

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{A^D} = \sum_j \left(\tilde{A}m_{j,t}^{A^D} + \tilde{A}ct_{j,t}^{A^D} \times \frac{r_t^{A^D}}{100} + \tilde{C}_{j,t}^{A^D} + SNA_{06\ 07,j,t}^{A^D} + \tilde{A}mb_{j,t}^{A^D} + Z_{j,t-1}^{A^D} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) + \frac{Z_{j,t}^{A^D}}{Z_{j,t-1}^{A^D}} - \Delta R_{j,t-2}^{A^D} \right) \quad (81)$$

em que:

j	Níveis de tensão AT/MT e BT
$\tilde{A}m_{j,t}^{A^D}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, líquidas das amortizações dos ativos compartilhados, por nível de tensão j, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_{j,t}^{A^D}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_t^{A^D}$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, fixada resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem
$\tilde{C}_{j,t}^{A^D}$	Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t
$SNA_{06\ 07,j,t}^{A^D}$	Custo com a convergência tarifária afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no nível de tensão j, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 98.º
$\tilde{A}mb_{j,t}^{A^D}$	Custos por nível de tensão relacionados com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE, de acordo com o “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental”, conforme estabelecido na Secção VII do presente capítulo
$Z_{j,t-1}^{A^D}$	Custos estimados para o ano t-1, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais

$Z_{j,t}^{A^D}$ Custos previstos para o ano t, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica

$\Delta R_{j,t-2}^{A^D}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, relativos ao ano t-2.

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

2 - O ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuição da RAA.

3 - Os custos de exploração ($\tilde{C}_{j,t}^{A^D}$) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{j,t}^{A^D} = \begin{cases} FC_{j,t}^{A^D} + \sum_i VC_{j,t}^{A^D} \times \tilde{DC}_{j,t}^{A^D} & t = 1 \\ FC_{j,t-1}^{A^D} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC,j}^{A^D}}{100} \right) + \sum_i VC_{j,t-1}^{A^D} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC,i,j}^{A^D}}{100} \right) \times \tilde{DC}_{j,t}^{A^D} & t = 2, 3 \end{cases} \quad (82)$$

em que:

t Ano do período de regulação

i Indutor de custo

j Níveis de tensão AT/MT e BT

$FC_{j,t}^{A^D}$ Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t

$VC_{j,t}^{A^D}$ Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t

$\tilde{DC}_{j,t}^{A^D}$ Valor previsto para o indutor i de custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t

$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE
$X_{FC,j}^{AD}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, em percentagem
$X_{VC,i,j}^{AD}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, em percentagem.

4 - O ajustamento ($\Delta R_{j,t-2}^{AD}$) previsto na expressão (81) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{AD} = \left(R_{j,t-2}^{AD} + SA_{j,t-2}^{AD} + SRAA_{j,t-2}^{AD} - R_{j,t-2}^{AD} + CQS_{j,t-2}^{AD} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (83)$$

em que:

$R_{j,t-2}^{AD}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão j, no ano t-2
$SA_{j,t-2}^{AD}$	Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2, por nível de tensão j, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 97.º
$SRAA_{j,t-2}^{AD}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t-2, imputáveis à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade
$R_{j,t-2}^{AD}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (81), com base em valores verificados em t-2
$CQS_{j,t-2}^{AD}$	Compensação devida por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço nos termos estabelecidos no Regulamento de Qualidade de Serviço
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais

i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 96.º

Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{AC} = \sum_j \left(\tilde{A}m_{j,t}^{AC} + \tilde{A}ct_{j,t}^{AC} \times \frac{r_t^{AC}}{100} + \tilde{C}_{j,t}^{AC} + SNA_{06\ 07,j,t}^{AC} + Z_{j,t-1}^{AC} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) + Z_{j,t}^{AP} - \Delta R_{j,t-2}^{AC} \right) \quad (84)$$

em que:

j	Níveis de tensão MT e BT
$\tilde{A}m_{j,t}^{AC}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidas das amortizações dos ativos participados, por nível de tensão j, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_{j,t}^{AC}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
r_t^{AC}	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, fixada resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem
$\tilde{C}_{j,t}^{AC}$	Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t
$SNA_{06\ 07,j,t}^{AC}$	Custo com a convergência tarifária afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no nível de tensão j, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 98.º
$Z_{j,t-1}^{AC}$	Custos previstos para o ano t-1, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica

i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	Spread no ano t-1, em pontos percentuais
$\frac{Z_{j,t}^{AC}}{Z_{j,t}}$	Custos estimados para o ano t, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica
$\Delta R_{j,t-2}^{AC}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, relativos ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - O ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuição da RAA.

3 - Os custos de exploração ($\tilde{C}_{j,t}^{AC}$) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão tendo por base os custos de referência para a atividade de comercialização definidos no Artigo 89-A.º, no ano t, e são calculados de acordo com a seguinte expressão::

$$\tilde{C}_{j,t}^{AC} = \begin{cases} C_{AD,j,t}^{AC} + C_{NAD,j,t}^{AC} & t=1 \\ C_{AD,j,t-1}^{AC} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} \times X_{AD,j}^{AC}}{100} \right) + C_{NAD,j,t-1}^{AC} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} \times X_{NAD,j}^{AC}}{100} \right) & t=2, 3 \end{cases} \quad (85)$$

$$\tilde{C}_{j,t}^{AC} = \begin{cases} F_{j,t}^{AC} + \sum_i V_{i,j,t}^{AC} \times \tilde{DC}_{i,j,t}^{AC} & t=1 \\ F_{j,t-1}^{AC} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} \times X_{F,j,t}^{AC}}{100} \right) + \sum_i V_{i,j,t-1}^{AC} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} \times X_{V,i,j,t}^{AC}}{100} \right) \times \tilde{DC}_{i,j,t}^{AC} & t=2, 3 \end{cases} \quad (85A)$$

em que:

t Ano do período de regulação

j Níveis de tensão MT e BT

i Indutor de custo

~~$C_{AD,j,t}^{AC}$~~ Custos de comercialização aderentes aos custos de referência do Continente definidos no Artigo 92.º, por nível de tensão j, no ano t

~~$C_{NAD,j,t}^{AC}$~~ Custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, por nível de tensão j, no ano t

$F_{j,t}^{AC}$ Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t

$V_{i,j,t}^{AC}$ Componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t

$\tilde{DC}_{i,j,t}^{AC}$ Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, do ano t, por nível de tensão j

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE

~~$X_{AD,j}^{AC}$~~ Parâmetro associado aos custos de comercialização aderentes aos custos de referência do Continente, por nível de tensão j, em percentagem

~~$X_{NAD,j}^{AC}$~~ Parâmetro associado aos custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, por nível de tensão j, em percentagem.

$X_{F,j,t}^{AC}$ Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em percentagem, no ano t, por nível de tensão j

$X_{V,i,j,t}^{AC}$ Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em percentagem, no ano t, por nível de tensão j

4 - O ajustamento ($\Delta R_{j,t-2}^{AC}$) previsto na expressão (84) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{AC} = \left(R_{j,t-2}^{AC} + SA_{j,t-2}^{AC} + SRAA_{j,t-2}^{AC} - R_{j,t-2}^{AC} + CQS_{j,t-2}^{AC} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \bar{o}_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \bar{o}_{t-1}}{100} \right) \quad (86)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{AC}$	Proveitos recuperados por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão j, no ano t-2
$SA_{j,t-2}^C$	Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2, por nível de tensão j, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 97.º
$SRAA_{j,t-2}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA no ano t-2, imputáveis à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade
$R_{j,t-2}^{AC}$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (84), com base em valores verificados em t-2
$CQS_{j,t-2}^{AC}$	Compensação devida por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço nos termos estabelecidos no Regulamento de Qualidade de Serviço
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\tilde{\delta}_{t-2}$	Spread no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
$\tilde{\delta}_{t-1}$	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 97.º

Custo com a convergência tarifária na RAA

1 - O custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}AA_{Pol,t} = \tilde{S}A_t^{AGS} + \tilde{S}A_t^D + \tilde{S}A_t^C + RAA_{0607,t} \quad (87)$$

em que:

$\tilde{R}AA_{Pol,t}$	Custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, previsto para o ano t
$\tilde{S}A_t^{AGS}$	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, previsto para o ano t
$\tilde{S}A_t^D$	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, previsto para o ano t
$\tilde{S}A_t^C$	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA, previsto para o ano t
$RAA_{0607,t}$	Custos com a convergência tarifária da RAA referentes aos anos de 2006 e 2007 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, a recuperar no ano t, calculados de acordo com o Artigo 98.º.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - O sobrecusto ($\tilde{S}A_t^{AGS}$), no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^{AGS} = \tilde{R}_t^{AGS} - SNA_{0607,t}^{AGS} - \tilde{R}_{AGS,t}^A - \tilde{S}RAA_t^{AGS} \quad (88)$$

em que:

\tilde{R}_t^{AGS}	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t, calculado de acordo com a expressão (76) do Artigo 93.º
$SNA_{0607,t}^{AGS}$	Custo com a convergência tarifária afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 98.º
$\tilde{R}_{AGS,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, no ano t

$\tilde{S}RAA_t^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t, imputáveis à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

3 - O sobrecusto ($\tilde{S}A_t^D$), no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^D = \sum_j \tilde{S}A_{j,t}^D = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{AD} - SNA_{0607,j,t}^D - \tilde{R}_{D,j,t}^A - \tilde{S}RAA_{j,t}^D \right) \quad (89)$$

em que:

$\tilde{S}A_{j,t}^D$ Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, no nível de tensão j, previsto para o ano t

j Níveis de tensão AT/MT e BT

$\tilde{R}_{j,t}^{AD}$ Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, previstos para o ano t, calculado de acordo com a expressão (81) do Artigo 95.º

$SNA_{0607,j,t}^D$ Custo com a convergência tarifária afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no nível de tensão j, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 98.º

$\tilde{R}_{D,j,t}^A$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão j, no ano t

$\tilde{S}RAA_{j,t}^D$ Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t, imputáveis à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

4 - O sobrecusto ($\tilde{S}A_t^C$), no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}A_t^C = \sum_j \tilde{S}A_{j,t}^C = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{AC} - SNA_{0607,j,t}^C - \tilde{R}_{C,j,t}^A - \tilde{S}RAA_{j,t}^C \right) \quad (90)$$

em que:

$\tilde{S}_{j,t}^C$	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA, no nível de tensão j, previsto para o ano t
j	Níveis de tensão MT e BT
$\tilde{R}_{j,t}^C$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, previstos para o ano t, calculados de acordo com a expressão (84) do Artigo 96.º
$SNA_{0607,j,t}^C$	Custo com a convergência tarifária afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no nível de tensão j, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo o Artigo 98.º
$\tilde{R}_{C,j,t}^A$	Proveitos previstos obter por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por nível de tensão j, no ano t
$\tilde{S}RAA_{j,t}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t, imputáveis à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

Artigo 98.º

Custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007

1 - O custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007 corresponde ao montante não repercutido na tarifa de UGS do operador da rede de transporte em Portugal continental, nos anos de 2006 e 2007 devido à limitação imposta pelo Artigo 138.º do Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 18 993-A/2005 (2ª série), de 31 de agosto.

2 - O custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007 a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$RAA_{0607,t} = SNA_{0607,t}^{AGS} + SNA_{0607,t}^D + SNA_{0607,t}^C \quad (91)$$

em que:

$RAA_{0607,t}$	Custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007 a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t
$SNA_{0607,t}^{AGS}$	Custo com a convergência tarifária afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t
$SNA_{0607,t}^D$	Custos com a convergência tarifária afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t
$SNA_{0607,t}^C$	Custos com a convergência tarifária afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t.

3 - O custo com a convergência tarifária na RAA referente a 2006 e 2007, acrescidos dos respetivos encargos financeiros calculados à taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de junho de cada ano, acrescida de meio ponto percentual, ($RAA_{0607,t}$), será recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em 10 anuidades, com início em 2008, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro.

4 - Para cada ano t do período de recuperação, o valor da anuidade corresponde ao termo de uma renda de prestações constantes, de capital e encargos financeiros, calculada até final do referido período.

5 - Para cada ano t do período de recuperação, o valor da anuidade referida no número anterior, será recalculada com base na taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de junho do ano em que ocorre a fixação das tarifas de energia elétrica (t-1), acrescida de meio ponto percentual.

6 - O custo com a convergência tarifária da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema ($SNA_{0607,t}^{AGS}$), corresponde ao valor da renda referida no ponto anterior afeto a esta atividade.

7 - O custo com a convergência tarifária da atividade de Distribuição de Energia Elétrica ($SNA_{0607,t}^D$), corresponde ao valor da renda referida no n.º 5 - afeto a esta atividade.

8 - O custo com a convergência tarifária afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica ($SNA_{0607,t}^C$), corresponde ao valor da renda referida no n.º 5 - afeto a esta atividade.

Artigo 99.º

Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAA para a concessionária do transporte e distribuição da RAA

O custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema ($\tilde{R}AA_{Pol,t}$), no ano t, é transferido mensalmente pelo operador da rede de transporte em Portugal continental para a concessionária do transporte e distribuição da RAA, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}AA_{m,t} = \frac{1}{12} \tilde{R}AA_{Pol,t} \quad (92)$$

em que:

$\tilde{R}AA_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t.

Secção VI

Proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Artigo 100.º

Proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{MAGS} = \tilde{C}_{SPM,t}^{MAGS} + \tilde{C}_{SIM,t}^{MAGS} + \tilde{A}m_t^{MAGS} + \tilde{A}ct_t^{MAGS} \times \frac{r_t^{MAGS}}{100} + \tilde{C}_t^{MAGS} + \tilde{C}mnt_t^{MAGS} + \tilde{F}\tilde{C}omb_t^{MAGS} + \quad (93)$$

$$\tilde{O}omb\tilde{Lubr}_t^{MAGS} + Z_{t-1}^{MAGS} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) + Z_t^{MAGS} + \tilde{A}mb_t^{MAGS} + SNM_{0607,t}^{MAGS} - \Delta R_{t-2}^{MAGS}$$

em que:

\tilde{R}_t^{MAGS} Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t

$\tilde{C}_{SPM,t}^{MAGS}$	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM imputados à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{C}_{SIM,t}^{MAGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM imputados à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{A}m_t^{MAGS}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos ativos participados, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_t^{MAGS}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano
I_t^{MAGS}	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, fixada resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem
\tilde{C}_t^{MAGS}	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t
$\tilde{C}mnt_t^{MAGS}$	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE, previsto para o ano t
$\tilde{F}Comb_t^{MAGS}$	Custos com os fuel óleos combustíveis , previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE, no ano t
$\tilde{O}CombLubr_t^{MAGS}$	Outros e Custos com combustíveis e lubrificantes e outros fluídos , com exceção dos custos com o fuel óleo , previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE, no ano t
Z_{t-1}^{MAGS}	Custos estimados para o ano t-1, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$\frac{Z_t^{M^{AGS}}}{Z_t}$	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema
$\tilde{A}mb_t^{M^{AGS}}$	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE, de acordo com o “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental”, conforme estabelecido na Secção VII do presente capítulo
$SNM_{0607,t}^{M^{AGS}}$	Custo com a convergência tarifária afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 105.º
$\Delta R_{t-2}^{M^{AGS}}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - O preço limite para efeitos de cálculo do custo da parcela de aquisição de energia elétrica a centros produtores não vinculados ao sistema público da RAM incluído em $(\tilde{C}_{SIM,t}^{M^{AGS}})$ é fixado anualmente, **correspondendo aos custos considerados eficientes.**

2A – Os custos associados à introdução de novas tecnologias de produção renovável poderão não ser aceites em $(\tilde{C}_{SIM,t}^{M^{AGS}})$ sempre que o nível de custos daí resultante seja superior ao nível de custos anterior à introdução dessa tecnologia.

3 - O ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

4 - Os custos de exploração $(\tilde{C}_t^{M^{AGS}})$ aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_t^{MAGS} = \begin{cases} FC_t^{MAGS} + \sum_i VC_{it}^{MAGS} \times \tilde{DC}_{it}^{MAGS} & t = 1 \\ FC_{t-1}^{MAGS} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC}^{MAGS}}{100} \right) + \sum_i VC_{it-1}^{MAGS} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC_i}^{MAGS}}{100} \right) \times \tilde{DC}_{it}^{MAGS} & t = 2, 3 \end{cases} \quad (94)$$

em que:

t Ano do período de regulação

I Indutor de custo

FC_t^{MAGS} Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, no ano t

VC_{it}^{MAGS} Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, no ano t

\tilde{DC}_{it}^{MAGS} Valor previsto para o indutor de custos i de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, do ano t

$IPIB_{t-1}$ Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE

X_{FC}^{MAGS} Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem

$X_{VC_i}^{MAGS}$ Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem.

5 - Os custos dos combustíveis fósseis consumidos na produção de energia elétrica (\tilde{F}_t^{MAGS}) (\tilde{Comb}_t^{MAGS}) são determinados separadamente dos restantes custos de exploração, sendo aceites de acordo com o estabelecido no Artigo 101.º.

6 - O ajustamento (ΔR_{t-2}^{MAGS}) previsto na expressão (93) é dado por:

$$\Delta R_{t-2}^{MAGS} = [R_{t-2}^{MAGS} + SM_{t-2}^{MAGS} + SRAM_{t-2}^{MAGS} - (R_{t-2}^{MAGS} + CO2_{t-2}^{MAGS} - \Delta_{t-2}^{TVCFM})] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (95)$$

em que:

Rr_{t-2}^{MAGS}	Valor dos proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no ano t-2
SM_{t-2}^{AGS}	Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2 relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 104.º
$SRAM_{t-2}^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM no ano t-2, imputáveis à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade
R_{t-2}^{MAGS}	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (93), com base em valores verificados em t-2
$CO2_{t-2}^{MAGS}$	Proveitos ou custos da gestão das licenças de emissão de CO ₂ e da partilha de benefícios obtidos com a sua otimização, nos termos definidos na Secção XII do presente capítulo, no ano t-2
Δ_{t-2}^{TVCFM}	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAM, no ano t-2, a incorporar nos proveitos do ano t, calculado de acordo com o Artigo 135.º
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
$\bar{\delta}_{t-2}$	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
$\bar{\delta}_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 101.º

Custos aceites com a aquisição de **fuelóleo combustíveis** para a produção de energia elétrica

1 - No âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, os custos com os **fuelóleo combustíveis** decorrentes da produção de energia elétrica, no ano t, são determinados do seguinte modo:

$$\tilde{F}\tilde{C}omb_t^{MAGS} = \sum_c \sum_k \tilde{F}u\tilde{C}ombu_{c,t}^{ref} \times \tilde{Q}fComb_{c,k,t}^M + \sum_c \tilde{C}_{c,k,t}^M \quad (96)$$

em que,

$\tilde{F}\tilde{C}omb_t^{MAGS}$ Custo com o **fuelóleo combustíveis** a consumir na produção de energia elétrica, aceite pela ERSE, previsto para o ano t

c Tipo de combustível c da RAM

k Ilha k da RAM

$\tilde{F}u\tilde{C}ombu_{c,t}^{ref}$ Custo unitário do **fuelóleo combustível c** para produção de energia elétrica praticado no mercado primário de referência, **acrescido de margem de comercialização**, previsto para o ano t

$\tilde{Q}fComb_{c,k,t}^M$ Quantidade de **fuelóleo combustível c** a consumir na produção de energia elétrica no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para o ano t, na ilha k, em **toneladas unidades físicas**

$\tilde{C}_{c,k,t}^M$ Custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do **fuelóleo combustível c previsto** consumir de no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, até às centrais da ilha k, previstos para o ano t.

2 - Os custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do **fuelóleo combustível c** são fixados para o primeiro ano do período de regulação ($\tilde{C}_{c,k,1}^M$) e evoluem para os restantes anos do período, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{c,k,t}^M = \begin{cases} \tilde{C}_{c,k,1}^M \\ \tilde{C}_{c,k,t-1}^M \times (1-T_{c,t}^M) & \text{para } t > 1 \end{cases} \quad (97)$$

em que:

$T_{c,t}^M$ Fator de eficiência associado aos custos com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização do ~~fuel~~ **combustível c** na Região Autónoma da Madeira, no ano t.

Artigo 102.º

Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{M^D} = \sum_j \left(\tilde{A}m_{j,t}^{M^D} + \tilde{A}ct_{j,t}^{M^D} \times \frac{r_t^{M^D}}{100} + \tilde{C}_{j,t}^{M^D} + SNM_{06\ 07,j,t}^{M^D} + \tilde{A}mb_{j,t}^{M^D} + Z_{j,t-1}^{M^D} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) + \frac{Z_{j,t}^{M^D}}{Z_{j,t-1}^{M^D}} - \Delta R_{j,t-2}^{M^D} \right) \quad (98)$$

em que:

j Níveis de tensão AT/ MT e BT

$\tilde{A}m_{j,t}^{M^D}$ Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, líquidas das amortizações dos ativos participados, por nível de tensão j, previstas para o ano t

$\tilde{A}ct_{j,t}^{M^D}$ Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

$r_t^{M^D}$ Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, ~~fixada~~ **resultante da metodologia definida** para o período de regulação, no ano t, em percentagem

$\tilde{C}_{j,t}^{M^D}$ Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t

$SNM_{06\ 07,j,t}^{M^D}$ Custo com a convergência tarifária afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no nível de tensão j, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 105.º

$\tilde{A}mb_{j,t}^{M^D}$	Custos por nível de tensão relacionados com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE, de acordo com o “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental”, conforme estabelecido na Secção VII do presente capítulo
$Z_{j,t-1}^{M^D}$	Custos previstos para o ano t-1, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$Z_{j,t}^{M^D}$	Custos estimados para o ano t, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica
$\Delta R_{j,t-2}^{M^D}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, relativos ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - O ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

3 - Os custos de exploração ($\tilde{C}_{j,t}^{M^D}$) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{j,t}^{M^D} = \begin{cases} FC_{j,t}^{M^D} + \sum_i VC_{j,t}^{M^D} \times \tilde{DC}_{j,t}^{M^D} & t = 1 \\ FC_{j,t-1}^{M^D} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{FC,j}^{M^D}}{100} \right) + \sum_i VC_{j,t-1}^{M^D} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{VC,j}^{M^D}}{100} \right) \times \tilde{DC}_{j,t}^{M^D} & t = 2, 3 \end{cases} \quad (99)$$

em que:

t Ano do período de regulação

I	Indutor de custo
j	Níveis de tensão AT/MT e BT
$FC_{j,t}^{MD}$	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t
$VC_{j,t}^{MD}$	Componente variável unitária i dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t
$\tilde{DC}_{j,t}^{MD}$	Valor previsto para o indutor de custos i de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t
$IPIB_{t-1}$	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE
$X_{FC,j}^{MD}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, em percentagem
$X_{VC,i,j}^{MD}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, em percentagem.

4 - O ajustamento ($\Delta R_{j,t-2}^{MD}$) previsto na expressão (98) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{MD} = \left(Rr_{j,t-2}^{MD} + SM_{j,t-2}^D + SRAM_{j,t-2}^D - R_{j,t-2}^{MD} + CQS_{j,t-2}^{MD} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (100)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{MD}$	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por nível de tensão j, no ano t-2
$SM_{j,t-2}^D$	Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2, por nível de tensão j, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 104.º

$SRAM_{j,t-2}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t-2, imputáveis à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade
$R_{j,t-2}^M$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t-2, calculados em t-1 através da expressão (98), com base em valores verificados em t-2
$CQS_{j,t-2}^{M^D}$	Compensação devida por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço nos termos estabelecidos no Regulamento de Qualidade de Serviço
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
\bar{o}_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
\bar{o}_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Artigo 103.º

Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{MC} = \sum_j \left(\tilde{A}m_{j,t}^{MC} + \tilde{A}ct_{j,t}^{MC} \times \frac{r_t^{MC}}{100} + \tilde{C}_{j,t}^{MC} + SNM_{06.07,j,t}^C + Z_{j,t-1}^{MC} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \bar{o}_{t-1}}{100} \right) + Z_{j,t}^{ME} - \Delta R_{j,t-2}^{MC} \right) \quad (101)$$

em que:

\tilde{R}_t^{MC}	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, previstos para o ano t
j	Níveis de tensão MT e BT

$\tilde{A}m_{j,t}^{MC}$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidas das amortizações dos ativos participados, por nível de tensão j, previstas para o ano t
$\tilde{A}ct_{j,t}^{MC}$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, líquido de amortizações e participações, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
I_t^{MC}	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, fixada resultante da metodologia definida para o período de regulação, no ano t, em percentagem
$\tilde{C}_{j,t}^{MC}$	Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão j, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t
$SNM_{06\ 07,j,t}^C$	Custo com a convergência tarifária afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no nível de tensão j, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 105.º
$Z_{j,t-1}^{MC}$	Custos previstos para o ano t-1, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais
$Z_{j,t}^{MC}$	Custos estimados para o ano t, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência, afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica
$\Delta R_{j,t-2}^{MC}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, relativo ao ano t-2.

Salvo indicação em contrário, as parcelas são expressas em euros.

2 - O ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

3 - Os custos de exploração ($\tilde{C}_{j,t}^{MC}$) aceites pela ERSE são calculados de acordo com a seguinte expressão tendo por base os custos de referência para a atividade de comercialização definidos no Artigo 89-A.º, no ano t, e são calculados de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{C}_{j,t}^{MC} = \begin{cases} C_{AD,j,t}^{ME} + C_{NAD,j,t}^{ME} & t=1 \\ C_{AD,j,t+1}^{MC} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t+1} - X_{AD,j}^{MC}}{100}\right) + C_{NAD,j,t+1}^{MC} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t+1} - X_{NAD,j}^{MC}}{100}\right) & t=2,3 \end{cases} \quad (102)$$

$$\tilde{C}_{j,t}^{MC} = \begin{cases} F_{j,t}^{MC} + \sum_i V_{i,j,t}^{MC} \times \tilde{DC}_{i,j,t}^{MC} & t=1 \\ F_{j,t+1}^{MC} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t+1} - X_{F,j,t}^{MC}}{100}\right) + \sum_i V_{i,j,t+1}^{MC} \times \left(1 + \frac{IPIB_{t+1} - X_{V_{i,j,t}}^{MC}}{100}\right) \times \tilde{DC}_{i,j,t}^{MC} & t=2,3 \end{cases} \quad (102A)$$

em que:

t Ano do período de regulação

j Níveis de tensão MT e BT

i Indutor de custo

$C_{AD,j,t}^{MC}$ Custos de comercialização aderentes aos custos de referência do Continente definidos no Artigo 92.º, por nível de tensão j, no ano t

$C_{NAD,j,t}^{MC}$ Custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, por nível de tensão j, no ano t

$F_{j,t}^{MC}$ Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t

$V_{i,j,t}^{MC}$ Componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, no ano t

$\tilde{D}C_{i,j,t}^{MC}$	Valor previsto para o indutor i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, do ano t, por nível de tensão j
IPIB _{t-1}	Taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1), publicada pelo INE
$X_{AD_j}^{MC}$	Parâmetro associado aos custos de comercialização aderentes aos custos de referência do Continente, por nível de tensão j, em percentagem
$X_{NAD_j}^{MC}$	Parâmetro associado aos custos de comercialização não aderentes aos custos de referência do Continente, por nível de tensão j, em percentagem.
$X_{F_j,t}^{MC}$	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em percentagem, no ano t, por nível de tensão j
$X_{V_{i,j,t}}^{MC}$	Parâmetro associado à componente variável i dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em percentagem, no ano t, por nível de tensão j

4 - O ajustamento ($\Delta R_{j,t-2}^{MC}$) previsto na expressão (101) é dado por:

$$\Delta R_{j,t-2}^{MC} = \left(R_{j,t-2}^{MC} + SM_{j,t-2}^C + SRAM_{j,t-2}^C - R_{j,t-2}^{MC} + CQS_{j,t-2}^{MC} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \bar{o}_{t-2}}{100} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \bar{o}_{t-1}}{100} \right) \quad (103)$$

em que:

$R_{j,t-2}^{MC}$	Proveitos recuperados por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por nível de tensão j, no ano t-2
$SM_{j,t-2}^C$	Compensação paga pelo operador da rede de transporte em Portugal continental em t-2, por nível de tensão j, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2, calculado de acordo com o Artigo 104.º
$SRAM_{j,t-2}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM no ano t-2, imputáveis à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade

$R_{j,t-2}^{MC}$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j , no ano $t-2$, calculados em $t-1$ através da expressão (101), com base em valores verificados em $t-2$
$CQS_{j,t-2}^{MC}$	Compensação devida por incumprimento dos padrões de qualidade de serviço nos termos estabelecidos no Regulamento de Qualidade de Serviço
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano $t-2$
$\bar{\delta}_{t-2}$	<i>Spread</i> no ano $t-2$, em pontos percentuais
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano $t-1$
$\bar{\delta}_{t-1}$	<i>Spread</i> no ano $t-1$, em pontos percentuais.

Artigo 104.º

Custo com a convergência tarifária na RAM

1 - O custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t , é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{RAM}_{Pol,t} = \tilde{SM}_t^{AGS} + \tilde{SM}_t^D + \tilde{SM}_t^C + RAM_{0607,t} \quad (104)$$

em que:

$\tilde{RAM}_{Pol,t}$	Custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t
\tilde{SM}_t^{AGS}	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, previsto para o ano t
\tilde{SM}_t^D	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, previsto para o ano t
\tilde{SM}_t^C	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, previsto para o ano t

$RAM_{0607,t}$ Custos com a convergência tarifária da RAM referentes aos anos de 2006 e 2007 ao abrigo do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, a recuperar no ano t, calculados de acordo com o Artigo 105.º.

2 - O sobrecusto ($\tilde{S}M_t^{AGS}$), no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}M_t^{AGS} = \tilde{R}_t^{M^{AGS}} - SNM_{0607,t}^{AGS} - \tilde{R}_{AGS,t}^M - \tilde{S}RAM_t^{AGS} \quad (105)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M^{AGS}}$ Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, previstos para o ano t calculado de acordo com a expressão (93) do Artigo 100.º

$SNM_{0607,t}^{AGS}$ Custo com a convergência tarifária afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 105.º

$\tilde{R}_{AGS,t}^M$ Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no ano t

$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t, imputáveis à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

3 - O sobrecusto ($\tilde{S}M_t^D$), no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{S}M_t^D = \sum_j \tilde{S}M_{j,t}^D = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^M - SNM_{0607,j,t}^D - \tilde{R}_{D,j,t}^M - \tilde{S}RAM_{j,t}^D \right) \quad (106)$$

em que:

$\tilde{S}M_{j,t}^D$ Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, no nível de tensão j, previsto para o ano t

j Níveis de tensão AT, MT e BT

$\tilde{R}_{j,t}^{MD}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, por nível de tensão j, previstos para o ano t calculados de acordo com a expressão (98) do Artigo 102.º
$SNM_{0607,j,t}^D$	Custo com a convergência tarifária afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no nível de tensão j, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 105.º
$\tilde{R}_{D,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por nível de tensão j, no ano t
$\tilde{SRAM}_{j,t}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t, imputáveis à atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

4 - O sobrecusto (\tilde{SM}_t^C), no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$\tilde{SM}_t^C = \sum_j \tilde{SM}_{j,t}^C = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{MC} - SNM_{0607,j,t}^C - \tilde{R}_{C,j,t}^M - \tilde{SRAM}_{j,t}^C \right) \quad (107)$$

em que:

$\tilde{SM}_{j,t}^C$	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, no nível de tensão j, previsto para o ano t
j	Níveis de tensão MT e BT
$\tilde{R}_{j,t}^{MC}$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, por nível de tensão j, previstos para o ano t, calculado de acordo com a expressão (101) do Artigo 103.º
$SNM_{0607,j,t}^C$	Custo com a convergência tarifária afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no nível de tensão j, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t, calculado de acordo com o Artigo 105.º
$\tilde{R}_{C,j,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, por nível de tensão j, no ano t

$\tilde{S}RAM_{j,t}^C$ Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t, imputáveis à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM, por nível de tensão j, proporcionalmente ao sobrecusto em cada atividade.

Artigo 105.º

Custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007

1 - O custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007 corresponde ao montante não repercutido na tarifa de UGS do operador da rede de transporte em Portugal continental, nos anos de 2006 e 2007 devido à limitação imposta pelo Artigo 138.º do Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 18 993-A/2005 (2ª série), de 31 de agosto.

2 - O custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007 a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t, é dado pela seguinte expressão:

$$RAM_{0607,t} = SNM_{0607,t}^{AGS} + SNM_{0607,t}^D + SNM_{0607,t}^C \quad (108)$$

em que:

$RAM_{0607,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007 a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t

$SNM_{0607,t}^{AGS}$ Custo com a convergência tarifária afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t

$SNM_{0607,t}^D$ Custos com a convergência tarifária afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t

$SNM_{0607,t}^C$ Custos com a convergência tarifária afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, referente aos anos de 2006 e 2007, a recuperar no ano t.

3 - O custo com a convergência tarifária na RAM referente a 2006 e 2007, acrescidos dos respetivos encargos financeiros calculados à taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de junho de cada ano, acrescida de meio ponto percentual, ($RAM_{0607,t}$), será recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em

Portugal continental em 10 anuidades, com início em 2008, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro.

4 - Para cada ano t do período de recuperação, o valor da anuidade corresponde ao termo de uma renda de prestações constantes, de capital e encargos financeiros, calculada até final do referido período.

5 - Para cada ano t do período de recuperação, o valor da anuidade referida no número anterior, será recalculada com base na taxa de juro Euribor a 3 meses, em vigor no último dia útil do mês de junho do ano em que ocorre a fixação das tarifas de energia elétrica ($t-1$), acrescida de meio ponto percentual.

6 - O custo com a convergência tarifária da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema ($SNM_{0607,t}^{AGS}$) corresponde ao valor da renda referida no número anterior afeto a esta atividade.

7 - O custo com a convergência tarifária da atividade de Distribuição de Energia Elétrica ($SNM_{0607,t}^D$), corresponde ao valor da renda referida no n.º 5 - afeto a esta atividade.

8 - O custo com a convergência tarifária afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica ($SNM_{0607,t}^C$), corresponde ao valor da renda referida no n.º 5 - afeto a esta atividade.

Artigo 106.º

Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAM para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

1 - O custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema ($\tilde{RAM}_{Pol,t}$), no ano t , é transferido mensalmente pelo operador da rede de transporte em Portugal continental para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{RAM}_{m,t} = \frac{1}{12} \tilde{RAM}_{Pol,t} \quad (109)$$

em que:

$\tilde{RAM}_{Pol,t}$ Custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pelo operador da rede de transporte em Portugal continental, no ano t .

Secção VII

Incentivo à promoção do desempenho ambiental

Artigo 107.º

Plano de Promoção do Desempenho Ambiental

- 1 - O Plano de Promoção do Desempenho Ambiental é um mecanismo de incentivo à melhoria do desempenho ambiental da entidade que o execute.
- 2 - Os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental podem ser submetidos a aprovação da ERSE pelas seguintes entidades:
 - a) Operador de rede de transporte, em Portugal continental, no âmbito da atividade de Transporte de Energia Elétrica.
 - b) Operadores das redes de distribuição, com exceção dos operadores exclusivamente em BT, no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.
 - c) Concessionária do transporte e distribuição na RAA, no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema e da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.
 - d) Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema e da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

Artigo 108.º

Regulamentação dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental

- 1 - A ERSE deve publicar, no prazo máximo de 30 dias após a publicação deste regulamento, as regras que regem os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.
- 2 - As regras referidas no número anterior devem incluir os seguintes temas:
 - a) Esquema de funcionamento e respetivos prazos.
 - b) Montantes a afetar aos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.
 - c) Tipo de medidas elegíveis.
 - d) Regras e critérios para a seleção de medidas.
 - e) Conteúdo dos planos e relatórios de execução.
 - f) Registo contabilístico.
 - g) Painel de avaliação.

- h) Divulgação dos resultados obtidos.
- i) Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental.

Secção VIII

Incentivo à redução de perdas

Artigo 109.º

Incentivo à redução de perdas

1 - O incentivo à redução de perdas destina-se a induzir o operador da rede de distribuição em MT e AT a atingir um nível de perdas de referência estabelecido pela ERSE.

2 - O incentivo aplica-se ao operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, nos termos do Artigo 85.º e deverá considerar as perdas na RND e nas redes de distribuição em BT a ele concessionadas.

Artigo 110.º

Metodologia de Cálculo do Incentivo

1 - O incentivo à redução das perdas na rede de distribuição ($PP_{URD,t-2}$) depende do valor das perdas, P_{t-2} , nos seguintes termos:

Quando: $P_{t-2} < P_{REF,t-2} - \Delta Z$

$$PP_{URD,t-2} = \text{Min}\{IRP_{\max,t-2}, [(P_{REF,t-2} - \Delta Z) - P_{t-2}] \times E_{t-2}^D \times V_{p,t-2}\} \quad (110)$$

Quando: $P_{t-2} > P_{REF,t-2} + \Delta Z$

$$PP_{URD,t-2} = \text{Max}\{IRP_{\min,t-2}, [(P_{REF,t-2} + \Delta Z) - P_{t-2}] \times E_{t-2}^D \times V_{p,t-2}\} \quad (111)$$

Quando: $P_{REF,t-2} - \Delta Z \leq P_{t-2} \leq P_{REF,t-2} + \Delta Z$

$$PP_{URD,t-2} = 0 \quad (112)$$

em que:

$$IRP_{\max,t-2} = -IRP_{\min,t-2} = (\Delta P - \Delta Z) \times E_{t-2}^D \times V_{p,t-2} \quad (113)$$

e sendo:

$PP_{URD,t-2}$	Incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, no ano t-2
$IRP_{max,t-2}$	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à redução de perdas, no ano t-2
$IRP_{min,t-2}$	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à redução de perdas, no ano t-2
$V_{p,t-2}$	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em Euros por kWh, a definir pela ERSE
$P_{REF,t-2}$	Nível de referência das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em percentagem
P_{t-2}	Nível de perdas no ano t-2, em percentagem, dado pelo quociente entre as perdas e a energia ativa entregue pela rede de distribuição
E_{t-2}^D	Total da energia elétrica entregue na rede de distribuição no ano t-2, em kWh

Artigo 111.º

Nível de perdas de referência

O nível de referência das perdas ($P_{REF,t-2}$) é fixado para cada um dos anos do período de regulação, tendo em conta os objetivos estabelecidos no Programa Nacional para as Alterações Climáticas.

Artigo 112.º

Envio de informação

1 - O operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, deve enviar à ERSE a informação necessária para determinação das perdas no âmbito dos balanços de energia referidos no Artigo 145.º.

2 - A informação sobre a valorização das perdas deve ser enviada à ERSE, anualmente, pelo operador da rede de distribuição, até 1 de maio.

Secção IX

Incentivo à melhoria da qualidade de serviço

Artigo 113.º

Incentivo à melhoria da qualidade de serviço

- 1 - O incentivo à melhoria da qualidade de serviço tem como objetivo promover a continuidade de fornecimento de energia elétrica.
- 2 - O incentivo aplica-se ao operador da rede de distribuição em MT e AT em Portugal continental, no termos do Artigo 85.º.
- 3 - A forma de cálculo deste incentivo e dos respetivos parâmetros é definida em documento complementar de acordo com o Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor elétrico.

Secção X

Promoção da eficiência no consumo de energia elétrica

Artigo 114.º

Plano de Promoção da Eficiência no Consumo

- 1 - O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo tem como objetivo melhorar a eficiência no consumo de energia elétrica.
- 2 - A regulamentação e funcionamento do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo são definidos em ~~sub-regulamentação~~ regulamentação complementar, nomeadamente nas “Regras do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo”, aprovadas pela ERSE.

Secção XI

Incentivos à otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica

Artigo 115.º

Mecanismo de otimização dos contratos de aquisição de energia elétrica

O mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica por parte do Agente Comercial e a correspondente partilha com os clientes dos benefícios obtidos são definidos em sub-regulamentação.

Secção XII

Incentivos à ótima gestão das licenças de emissão de CO₂

Artigo 116.º

Mecanismos de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂

O mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂ e a correspondente valorização dos défices ou dos excedentes de licenças de emissão de CO₂, assim como a partilha com os clientes dos benefícios ou prejuízos obtidos são definidos em sub-regulamentação.

Secção XIII

Incentivo à disponibilidade da rede de transporte

Artigo 117.º

Incentivo à disponibilidade da rede de transporte

1 - O incentivo à disponibilidade da rede de transporte tem como objetivo promover a sua fiabilidade, enquanto fator determinante para a qualidade de serviço associada ao desempenho da RNT.

2 - A definição da forma de cálculo deste incentivo e dos respetivos parâmetros ~~são~~ **é** definida ~~es em sub-regulamentação~~ **de acordo com o Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor elétrico.**

3 - A aplicação do presente artigo inicia-se com a entrada em vigor da sub-regulamentação prevista no número anterior.

Secção XIV

Mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas

Artigo 117-A.º

Mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas

4 - É aplicado um mecanismo de correção de desvios provisórios do custo com capital, referente ao ano t-1, determinado de acordo com a estimativa dos ativos fixos para esse ano e aplicada a taxa de remuneração definitiva.

5 - O mecanismo de correção de desvios provisórios do custo com capital $\Delta\widehat{CC}_{t-1}^y$ aplica-se aos operadores regulados nas atividades em que é prevista a remuneração dos ativos fixos de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\widehat{CC}_{t-1}^y = \left(\left(Am_{T,t-1}^y + Act_{T,t-1}^y \times \frac{r_{T,t-1}^y}{100} \right) - \left(\widetilde{Am}_{t-1}^y + \widetilde{Act}_{t-1}^y \times \frac{r_{t-1}^y}{100} \right) \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (113A)$$

em que:

$Am_{T,t-1}^y$	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade y, líquidas das amortizações dos ativos participados, previstas em tarifas do ano t-1
$Act_{T,t-1}^y$	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade y, líquido de amortizações e participações, previsto em tarifas do ano t-1, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
$r_{T,t-1}^y$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade y, previstas em tarifas do ano t-1, em percentagem
\widetilde{Am}_{t-1}^y	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade y, líquidas das amortizações dos ativos participados, estimadas para o ano t-1
\widetilde{Act}_{t-1}^y	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade y, líquido de amortizações e participações, estimado para o ano t-1, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
r_{t-1}^y	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade y, fixada para o ano t-1 com base em valores reais, em percentagem

i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

Secção XIV-A

Mecanismo de controlo da redibilidade dos ativos

Artigo 117-AA.º

Mecanismo de controlo da rendibilidade dos ativos

1 - É aplicado um mecanismo de controlo da rendibilidade dos ativos fixos, referente ao ano t-2,, por forma a garantir a aproximação entre a taxa de remuneração real destes activos e a taxa de remuneração resultante da metodologia definida para o período regulatório.

2 - As taxas de remuneração, \hat{r}_{t-2}^y , decorrentes da aplicação do mecanismo de controlo da rendibilidade dos ativos fixos, na atividade y, são consideradas no ano t no cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos tendo em conta os valores ocorridos no ano t-2, das atividades sujeitas à remuneração dos ativos fixos.

3 - As taxas de remuneração, \hat{r}_{t-2}^y , resultantes da aplicação do mecanismo de controlo da rendibilidade dos ativos, na atividade y, são determinadas de acordo com a seguinte expressão:

$$\hat{r}_{t-2}^y = \frac{r_{t-2}^y}{100} + \alpha \left(\frac{r_{T,t-2}^y}{100} - \frac{r_{t-2}^y}{100} \right) \quad (113B)$$

em que:

r_{t-2}^y	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade y, resultante da metodologia definida para o período regulatório para o ano t-2 com base em valores reais, em percentagem
α	Parâmetro de controlo da rendibilidade dos ativos definido para o período regulatório
$r_{T,t-2}^y$	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade y, ocorrida no ano t-2, em percentagem

4 - A taxa de remuneração, $r_{T,t-2}^y$, ocorrida no ano t-2, é determinada de acordo com a seguinte expressão:

$$r_{T,t-2}^y = \frac{\widetilde{Ra}_{t-2}^y - \widetilde{C}_{t-2}^y}{\widetilde{Act}_{t-2}^y} \quad (113C)$$

Em que:

\widetilde{Ra}_{t-2}^y	Proveitos permitidos, sem inclusão de ajustamentos de anos anteriores, da atividade y ocorridos no ano t-2
\widetilde{C}_{t-2}^y	Custos de exploração líquidos de proveitos incluindo amortizações, sem inclusão de ajustamentos de anos anteriores, da atividade y ocorridos no ano t-2
\widetilde{Act}_{t-2}^y	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade y, líquido de amortizações e participações, verificado no ano t-2, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano.

Secção XV

Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade

Artigo 117-B.º

Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade

1 - Os CIEG decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, são suportados pelos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, sempre que se conclua, de acordo com a legislação em vigor, que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos preços médios de eletricidade no mercado grossista e proporcione benefícios não esperados nem expectáveis para os produtores.

2 - A aplicação do mecanismo incide diretamente nos CIEG integrados nas parcelas dos proveitos permitidos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Distribuição, ao nível dos CIEG.

3 - Nos termos do n.º anterior, os ajustamentos do mecanismo são efetuados com as periodicidades estabelecidas no RT, para cada parcela dos proveitos permitidos a que dizem respeito, e refletem-se diretamente na integridade na tarifa do ano.

Capítulo V

Processo de cálculo das tarifas reguladas

Secção I

Metodologia de cálculo da tarifa de Energia

Artigo 118.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Energia

1 - A tarifa de Energia é estabelecida por forma a recuperar os custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos no Artigo 88.º.

2 - Os preços da tarifa de Energia são calculados por forma a recuperar os custos $\tilde{R}_{TE,t}^{CR}$ de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{TE,t}^{CR} = \sum_h Wh_{MAT,t} \times (1 + v_{MAT,t}^h)^{-1} \times TWh_t^E + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j (1 + v_j^h) \times TWh_t^E \quad (114)$$

com:

- n Nível de tensão n (n = AT, MT e BT)
- i Opção tarifária i do nível de tensão n
- h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
- j Nível de tensão j (j = AT, MT e BT com j ≥ n)

em que, com n = AT, MT e BT:

$\tilde{R}_{TE,t}^{CR}$ Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t

~~$Wh_{MAT,t}$ Energia ativa fornecida no período horário h a clientes em MAT transitoriamente, prevista para o ano t~~

$Wh_{i,n,t}$ Energia ativa fornecida no período horário h da opção tarifária i do nível de tensão n (transitoriamente em AT, MT e BTE), prevista para o ano t

TWh_t^E Preço da energia ativa da tarifa de Energia no período horário h, no ano t

γ_j^h Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j

~~$\gamma_{MAT/AT}^h$ Fator de ajustamento para perdas no período horário h relativo à transformação de MAT/AT.~~

sendo o fator de ajustamento para perdas ~~$\gamma_{MAT/AT}^h$~~ calculado da seguinte forma:

$$\gamma_{MAT/AT}^h = \frac{1 + \gamma_{AT/RNT}^h}{1 + \gamma_{MAT}^h} - 1 \quad (115)$$

em que:

~~γ_{MAT}^h Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário h~~

~~$\gamma_{AT/RNT}^h$ Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT incluindo a transformação MAT/AT, no período horário h~~

repercutindo, na estrutura dos preços da tarifa de Energia, a estrutura dos preços marginais de aquisição de energia nos termos do estabelecido no Artigo 119.º.

3 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Energia são as energias ativas fornecidas a clientes do comercializador de último recurso em MAT, AT, MT ~~(transitoriamente)~~ e em BT, previstas para o ano t, devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT através dos respetivos fatores de ajustamento para perdas.

4 - Para efeitos do número anterior são considerados diagramas de carga tipo com uma desagregação por período tarifário idêntica à da tarifa de Energia.

5 - Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelos comercializadores de último recurso aos seus fornecimentos a clientes em MAT, AT, MT ~~(transitoriamente)~~ e em BT são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2 -, para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 4 -.

6 - Os preços da tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos em MAT, AT, MT ~~(transitoriamente)~~ e em BT são estabelecidos anualmente.

Artigo 119.º

Estrutura dos preços marginais de energia

A estrutura dos preços marginais de energia deve ser repercutida na estrutura dos preços da tarifa de Energia, através da seguinte expressão:

$$TWh_t^E = k^E \times PmgWh^E \quad (116)$$

em que:

TWh_t^E Preço da energia ativa da tarifa de Energia no período horário h, no ano t

$PmgWh^E$ Preço marginal de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso no período horário h

k^E Fator a aplicar aos preços marginais da energia

Secção II

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso Global do Sistema

Artigo 120.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte

1 - O operador da rede de transporte recupera os proveitos no âmbito da tarifa de Uso Global do Sistema por aplicação da tarifa definida no presente artigo às entregas ao operador da rede de distribuição em MT e AT e ainda pela faturação ao mesmo operador dos encargos relativos aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual, definidos no Artigo 121.º.

2 - Os preços das parcelas I, e II e III da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de transporte, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{GS,t}^T = \sum_h Wh_t \times TWh_t^{UGS1} \quad (117)$$

$$\tilde{R}_{Pol,t}^T = \sum_h Wh_t \times TWh_t^{UGS2} \quad (118)$$

$$\tilde{R}_{GP,t}^T = \sum_h Wh_t' \times TWh_t^{UGS3} \quad (119)$$

com:

h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

h' Período horário h' (h' = horas de ponta e cheias)

em que:

$\tilde{R}_{GS,t}^T$ Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental para o ano t , decorrentes da gestão do sistema, calculados de acordo com a expressão (7) do Artigo 75.º

$\tilde{R}_{Pol,t}^T$ Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental, previstos para o ano t , decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, calculados de acordo com a expressão (11) do Artigo 76.º

~~$\tilde{R}_{GP,t}^T$ Custos do operador da rede de transporte em Portugal continental, previstos para o ano t , decorrentes do mecanismo de garantia de potência, calculados de acordo com a expressão (19) do Artigo 78.º~~

TWh_t^{UGS1} Preço da energia ativa entregue no período horário h da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t

TWh_t^{UGS2} Preço da energia ativa entregue no período horário h da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t

~~TWh_t^{UGS3} Preço da energia ativa entregue no período horário h' da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t~~

Wh_t Energia ativa entregue no período horário h , prevista para o ano t

~~Wh_t' Energia ativa entregue no período horário h' , prevista para o ano t .~~

3 - Os preços de energia da parcela I e da parcela II da tarifa de Uso Global de Sistema não apresentam diferenciação horária.

~~4 - A estrutura dos preços de energia da parcela III da tarifa de Uso Global de Sistema deve repercutir a estrutura do diferencial entre o custo marginal de produção e o custo marginal de energia.~~

5 - Todas as entregas estabelecidas nos números anteriores devem ser referidas à saída da RNT.

Artigo 121.º

Encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte, relativos aos CMEC

1 - Os encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a faturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT são calculados nos termos do presente artigo, sem prejuízo do disposto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

2 - Os encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a faturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT são obtidos por aplicação do preço do termo de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema definido no Artigo 122.º às quantidades físicas envolvidas, de acordo com a seguinte expressão:

$$Enc_m^{CMEC} = \sum_n \sum_i P_{C_{i,n,m}} \times TP_{C_t}^{UGS2Prod} \quad (120)$$

com:

n Nível de tensão n (n = MAT, AT, MT e BT)

i Opções tarifárias i do nível de tensão n

em que:

Enc_m^{CMEC} Encargos mensais da tarifa de Uso Global do Sistema a faturar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, no mês m

$P_{C_{i,n,m}}$ Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes dos comercializadores de último recurso, da opção tarifária i, no mês m

$TP_{C_t}^{UGS2Prod}$ Parcela do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos pagamentos dos CMEC previstos no Decreto-Lei n.º 240/2004, no ano t, definido no Artigo 122.º.

Artigo 122.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição

1 - Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2 -, para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 6 -.

2 - Os preços das parcelas I, e II e III da tarifa de Uso Global do Sistema a considerar para a conversão referida no número anterior, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 5 - proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, definido no Artigo 81.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{UGS1,t}^D = \sum_h Wh_{MAT,t} \times (1+Y_{MAT/AT}^h)^{-1} \times TWh_t^{UGS1} + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j (1+Y_j^h) \times TWh_t^{UGS1} \quad (121)$$

$$\tilde{R}_{UGS2A,t}^D - \tilde{SPRE}_{CVEE,t}^{PRE1} - DT_{06Pol,t}^D - DT_{07Pol,t}^D - CPE_t^D = \quad (122)$$

$$= \sum_h Wh_{MAT,t} \times (1+Y_{MAT/AT}^h)^{-1} \times TWh_t^{UGS2} + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j (1+Y_j^h) \times TWh_t^{UGS2}$$

$$\tilde{SPRE}_{CVEE,t}^{PRE1} \times \frac{NC_{MAT,t}}{\sum_p \sum_i NC_{p,t}} = \sum_h Wh_{MAT,t} \times (1+Y_{MAT/AT}^h)^{-1} \times TWP_{PRE1h_{MAT,t}}^{UGS2} \quad (123)$$

$$\tilde{SPRE}_{CVEE,t}^{PRE1} \times \frac{\sum_i NC_{i,t}}{\sum_p \sum_i NC_{p,t}} = \sum_q \sum_f \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j (1+Y_j^h) \times TWP_{PRE1h_{q,t}}^{UGS2} \quad (124)$$

$$DT_{06Pol,t}^D = \sum_u \sum_h Wh_{uBT,t} \times \prod_j (1+Y_j^h) \times TWD_{T06}^{UGS2} \quad (125)$$

$$DT_{07Pol,t}^D = \sum_v \sum_h Wh_{vBTN,t} \times \prod_j (1+Y_j^h) \times TWD_{T07}^{UGS2} \quad (126)$$

$$\tilde{R}_{UGS2B,t}^D = \sum_h \frac{Wh_{MAT,t}}{(1+Y_{MAT/AT}^h)} \times TWh_{MAT,t}^{UGS2B} + \sum_m \sum_k \sum_h \left[Wh_{k,m,t} \times \prod_j (1+Y_j^h) \times TWh_{m,t}^{UGS2B} \right] \quad (127)$$

$$CPE_t^D = \sum_h \frac{Wh_{MAT,t}}{(1+Y_{MAT/AT}^h)} \times TWCPE_{MAT,t}^{UGS2} + \sum_p \sum_i \sum_h \left[Wh_{i,p,t} \times \prod_j (1+Y_j^h) \times TWCPE_{p,t}^{UGS2} \right] \quad (127A)$$

$$TPC_t^{UGS2} = TPC_t^{UGS2Prod} + TPC_t^{UGS2Alisam} \quad (128)$$

$$\tilde{R}P_{UGS2,t}^D - \tilde{P}A_{CMEC,t} = \sum_m \sum_{kl} P_{c_{kl,m,t}} \times TPC_t^{UGS2Prod} \quad (129)$$

$$\tilde{P}A_{CMEC,t} = \sum_m \sum_{kl} P_{c_{kl,m,t}} \times TPC_t^{UGS2Alisam} \quad (130)$$

$$\tilde{R}P_{UGS2,t}^D = \sum_m \sum_{kl} P_{c_{kl,m,t}} \times TPC_t^{UGS2} \quad (131)$$

$$\tilde{R}P_{UGS3,t}^D = \sum_{h'} Wh_{MAT,t}^{h'} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^{h'})^{-4} \times TWh_t^{UGS3} + \sum_n \sum_i \sum_{h'} Wh_{n,i}^{h'} \times \prod_j (1 + \gamma_j^{h'}) \times TWh_t^{UGS3} \quad (132)$$

em que:

$$TWh_{a,t}^{UGS2} = TWh_t^{UGS2} + TWCPEh_{a,t}^{UGS2} + TWPRE1h_{a,t}^{UGS2} \quad (133)$$

$$TWh_{BTE,t}^{UGS2} = TWh_t^{UGS2} + TWCPEh_{BTE,t}^{UGS2} + TWPRE1h_{BTE,t}^{UGS2} + TWDT06_{BT,t}^{UGS2} \quad (134)$$

$$TWh_{BTN>2,3,t}^{UGS2} = TWh_t^{UGS2} + TWCPEh_{BTN>,t}^{UGS2} + TWPRE1h_{BTN,t}^{UGS2} + TWDT06_{BT,t}^{UGS2} + TWDT07_{BTN,t}^{UGS2} \quad (135)$$

$$TWh_{BTN<,t}^{UGS2} = TWh_t^{UGS2} + TWCPEh_{BTN<,t}^{UGS2} + TWDT06_{BT,t}^{UGS2} + TWDT07_{BTN,t}^{UGS2} \quad (135A)$$

$$TWh_{BTN=2,3,t}^{UGS2} = TWh_t^{UGS2} + TWDT06_{BT,t}^{UGS2} + TWDT07_{BTN,t}^{UGS2} \quad (136)$$

com:

- a Nível de tensão a (a = MAT, AT e MT)
- m Nível de tensão ou tipo de fornecimento m (m = MAT, AT, MT, BTE, BTN)
- n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = AT, MT, BTE e BTN)
- p Nível de tensão ou tipo de fornecimento p (p = MAT, AT, MT, BTE, **BTN>** e **BTN<** e ~~BTN~~ excluindo os fornecimentos com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA)
- q Nível de tensão ou tipo de fornecimento q (q = AT, MT, BTE e ~~BTN~~ excluindo os fornecimentos com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA)

i	Opções tarifárias i do nível de tensão n
u	Opções tarifárias u do nível de tensão BT
v	Opções tarifárias v do tipo de fornecimento BTN
k	Opções tarifárias k do nível de tensão m
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
h'	Período horário h' (h' = horas de ponta e cheias)
j	Nível de tensão j (j = AT, MT e BT com $j \geq n$)

em que:

$\tilde{R}_{UGS1,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{R}W_{UGS2A,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental com os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa Uso Global do Sistema, previstos para o ano t
$DT_{06Pol,t}^D$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano t
$DT_{07Pol,t}^D$	Défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BTN em 2007, a recuperar pelo operador da rede de distribuição no ano t
$\tilde{SPRE}_{CVEE,t}^{PRE1}$	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial enquadrado nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, previstos para o ano t
$\tilde{R}W_{UGS2B,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental no âmbito das medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária, por aplicação dos preços de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t

CPE_t^D	Custos de política energética recuperados por aplicação de preços de energia da parcela II, que estejam abrangidos pela Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.
$RP_{UGS2,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t
$\tilde{P}A_{CMEC,t}$	Componente de alisamento dos CMEC, prevista para o ano t
$\tilde{P}_{UGS3,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, previstos para o ano t
$Wh_{MAT,t}$	Energia ativa entregue no período horário h a clientes em MAT, prevista para o ano t
$Wh'_{MAT,t}$	Energia ativa entregue no período horário h' a clientes em MAT, prevista para o ano t
$Wh_{n,t}$	Energia ativa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, prevista para o ano t
$Wh_{k,p,t}$	Energia ativa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão p e da opção tarifária ik, prevista para o ano t
$Wh'_{n,t}$	Energia ativa entregue no período horário h' a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, prevista para o ano t
$Wh_{uBT,t}$	Energia ativa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão de BT e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária u, prevista para o ano t
$Wh_{vBTN,t}$	Energia ativa entregue no período horário h a clientes do tipo de fornecimento BTN e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária v, prevista para o ano t
$NC_{MAT,t}$	Somatório do número de clientes em cada mês em MAT, previsto para o ano t

$NC_{\frac{q}{t}}$	Somatório de número de clientes em cada mês da opção tarifária i no nível de tensão ou tipo de fornecimento q (com exceção dos clientes em BT com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA), previsto para o ano t
$Pc_{k,m,t}$	Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária k, prevista para o ano t
TWh_t^{UGS1}	Preço aplicável à energia ativa do período horário h da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t
TWh_t^{UGS2}	Preço aplicável à energia ativa do período horário h da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema comum a todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento, no ano t
$TWPRE1h_{\frac{UGS2}{MAT,t}}$	Preço aplicável à energia ativa do período horário h da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa ao sobrecusto da produção em regime especial enquadrado nos termos do Decreto Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, em MAT, no ano t
$TWPRE1h_{\frac{UGS2}{q,t}}$	Preço aplicável à energia ativa do período horário h da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa ao sobrecusto da produção em regime especial enquadrado nos termos do Decreto Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, no nível de tensão ou tipo de fornecimento q (com exceção dos clientes em BT com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA), no ano t
$TWDT06_{BT,t}^{UGS2}$	Preço aplicável à energia ativa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa ao défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006, no ano t
$TWDT07_{BTN,t}^{UGS2}$	Preço aplicável à energia ativa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa ao défice tarifário associado à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2007, no ano t
$TWh_{a,t}^{UGS2}$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia ativa do período horário h do nível de tensão a, no ano t
$TWh_{BTE,t}^{UGS2}$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia ativa do período horário h das entregas a clientes de BTE, no ano t
$TWh_{BTN>2,3,t}^{UGS2}$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia ativa do período horário h das entregas a clientes de BTN com potência contratada superior a 2,3 kVA, no ano t

$TWh_{BTN>,t}^{UGS2}$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia ativa do período horário h das entregas a clientes de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA, no ano t
$TWh_{BTN<,t}^{UGS2}$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia ativa m das entregas a clientes de BTN com potência contratada inferior ou igual a 2,3 kVA, no ano t
$TWh_{BTN<,t}^{UGS2}$	Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável à energia ativa m das entregas a clientes de BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA, no ano t
$TW_{MAT,t}^{UGS2B}$	Preço de energia ativa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativo às medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária aplicável às entregas a clientes em MAT, no ano t
$TWCPEh_{MAT,t}^{UGS2}$	Preço de energia ativa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema determinado nos termos da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, aplicável às entregas a clientes em MAT, no ano t
$TW_{m,t}^{UGS2B}$	Preço de energia ativa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativo às medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária aplicável às entregas a clientes do nível de tensão e tipo de fornecimento m, no ano t
$TWCPEh_{p,t}^{UGS2}$	Preço de energia ativa da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema determinado nos termos da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, aplicável às entregas a clientes do nível de tensão e tipo de fornecimento p, no ano t
TPC_t^{UGS2}	Preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual, no ano t
$TPC_t^{UGS2Prod}$	Parcela do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual no âmbito do Decreto-Lei n.º 240/2004, no ano t
$TPC_t^{UGS2Alisam}$	Parcela do preço da potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual no âmbito do mecanismo de alisamento, no ano t
TWh_t^{UGS3}	Preço aplicável à energia ativa do período horário h' da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t
γ_j^h	Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j

V_j^i Fator de ajustamento para perdas no período horário h' no nível de tensão j

$V_{MAT/AT}^h$ Fator de ajustamento para perdas no período horário h relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão (115)

~~$V_{MAT/AT}^i$ Fator de ajustamento para perdas no período horário h' relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão (115).~~

~~3— A estrutura dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativos às medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária deve refletir o grau de contribuição de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento para os desvios de custos de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso e ainda contribuir para a estabilidade das tarifas de acesso às redes face às variações dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral.~~

~~4— A estrutura dos preços de energia da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema deve repercutir a estrutura do diferencial entre o custo marginal de produção e o custo marginal de energia, nos termos do estabelecido no Artigo 120.º.~~

5 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema são as energias ativas entregues a clientes, devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT, e as potências contratadas associadas a essas entregas, previstas para o ano t .

6 - Para efeitos do número anterior são considerados diagramas de carga tipo com uma desagregação por período tarifário idêntica à da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte.

Secção III

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte

Artigo 123.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte

1 - Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT e os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos ao operador da rede de transporte, definidos no Artigo 79.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{URT,t}^T = \sum_{n'} Wh_{n',t}^P \times TWh_{n',t}^P + \sum_n Pc_{n,t} \times TPC_{n,t}^{URT} + Pp_{n,t} \times TPP_{n,t}^{URT} +$$

$$+ \sum_h Wh_{n,t} \times TWh_{n,t}^{URT} + Wrc_{n,t} \times TWrc_{n,t}^{URT} + Wri_{n,t} \times TWri_{n,t}^{URT}$$

com:

n Nível de tensão n (n = MAT e AT)

n' Nível de tensão da produção (n' = MAT, AT e MT)

h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

em que:

$\tilde{R}_{URT,t}^T$ Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, previstos para o ano t

$Wh_{n',t}^P$ Energia ativa no período horário h a faturar aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial nos pontos de ligação das instalações dos produtores no nível de tensão n', prevista para o ano t

$TWh_{n',t}^P$ Preço da energia ativa no período horário h nos pontos de ligação das instalações dos produtores no nível de tensão n', no ano t

$Pc_{n,t}, Pp_{n,t}$ Potência contratada e potência em horas de ponta das entregas no nível de tensão n, referidas à saída da RNT, previstas para o ano t

$TPC_{n,t}^{URT}$ Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t

$TPp_{n,t}^{URT}$ Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t

$TWh_{n,t}^{URT}$ Preço da energia ativa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t

$Wh_{n,t}$ Energia ativa no período horário h das entregas no nível de tensão n, referida à saída da RNT, prevista para o ano t

$Wrc_{n,t}$	Energia reativa capacitiva nas ligações das subestações do operador da rede de transporte às redes do operador da rede de distribuição em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT
$TWrc_{n,t}^{URT}$	Preço da energia reativa capacitiva da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t
$Wri_{n,t}$	Energia reativa indutiva nas ligações das subestações do operador da rede de transporte às redes do operador da rede de distribuição em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT
$TWri_{n,t}^{URT}$	Preço da energia reativa indutiva da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n, no ano t

repercutindo, na estrutura dos preços de potência da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a estrutura dos custos incrementais de potência por aplicação de um fator multiplicativo, através das seguintes expressões:

$$TP_{C_{AT,t}}^{URT} = k_t^{URT} \times CiP_{C_{AT}}^{URT} \quad (138)$$

$$TP_{P_{AT,t}}^{URT} = k_t^{URT} \times CiP_{P_{AT}}^{URT} \quad (139)$$

em que:

$CiP_{C_{AT}}^{URT}$	Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT
$CiP_{P_{AT}}^{URT}$	Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT
k_t^{URT}	Fator a aplicar ao custo incremental das potências da rede de transporte em AT, no ano t

impondo que os preços da potência contratada e da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT sejam iguais aos aplicáveis pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes em MAT, estabelecidos no Artigo 124.º.

2 - Os preços de energia ativa das tarifas de Uso da Rede de Transporte são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{MAT,t}^{URT} = \gamma_{MAT}^h \times TWh_t \quad (140)$$

$$TWh_{AT,t}^{URT} = \gamma_{AT/RNT}^h \times TWh_t \quad (141)$$

em que:

γ_{MAT}^h Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário h

$\gamma_{AT/RNT}^h$ Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT incluindo a transformação de MAT/AT, no período horário h

TWh_t Preço marginal da energia ativa entregue no período horário h à entrada da RNT, no ano t.

Artigo 124.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes

1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2 -, para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas.

2 - Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a considerar para a conversão referida no número anterior são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas nos n.ºs 4 - e 5 - proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental, definidos no Artigo 84.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URT,t}^D = & P_{cMAT,t} \times TP_{cMAT,t}^{URT} + P_{pMAT,t} \times TP_{pMAT,t}^{URT} + \sum_h Wh_{MAT,t} \times TWh_{MAT,t}^{URT} + W_{rcMAT,t} \times TW_{rcMAT,t}^{URT} + W_{riMAT,t} \\ & \times TW_{riMAT,t}^{URT} + \sum_n \sum_i P_{p_{i,n,t}} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times [TP_{AT,t}^{URT} + (1 + \delta_{MAT}) \times TP_{cAT,t}^{URT}] + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \\ & \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWh_{AT,t}^{URT} \end{aligned} \quad (142)$$

com:

n Nível de tensão n (n = AT, MT e BT)

i	Opções tarifárias i do nível de tensão n
p	Período horário p (p = horas de ponta)
j	Nível de tensão j (j = AT, MT e BT com $j \geq n$)
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
em que:	
$\tilde{R}_{URT,t}^D$	Proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte às entregas a clientes, previstos para o ano t
$P_{MAT,t}$	Potência contratada das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t
$Pp_{MAT,t}$	Potência em horas de ponta das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t
$TP_{MAT,t}^{URT}$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t
$TPp_{MAT,t}^{URT}$	Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t
$Wh_{MAT,t}$	Energia ativa entregue a clientes em MAT no período horário h, prevista para o ano t
$TWh_{MAT,t}^{URT}$	Preço da energia ativa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t
$Wrc_{MAT,t}$	Energia reativa capacitiva das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t
$TWrc_{MAT,t}^{URT}$	Preço da energia reativa capacitiva da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t
$Wri_{MAT,t}$	Energia reativa indutiva das entregas a clientes em MAT, previstas para o ano t

$TWri_{MAT,t}^{URT}$	Preço da energia reativa indutiva da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t
$Pp_{i,n,t}$	Potência em horas de ponta das entregas a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$TPC_{AT,t}^{URT}$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t
$TPp_{AT,t}^{URT}$	Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t
γ_j^p	Fator de ajustamento para perdas no período horário p no nível de tensão j
$Wh_{i,n,t}$	Energia ativa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, prevista para o ano t
$TWh_{AT,t}^{URT}$	Preço da energia ativa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t
γ_j^h	Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j
$\gamma_{MAT/AT}^h$	Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à transformação de MAT/AT, no período horário h, de acordo com a expressão (115)
δ_{MAT}	Fator que relaciona, por efeito de simultaneidade, a potência média em horas de ponta entregue a clientes no nível de tensão de jusante com a potência contratada desse nível de tensão.

repercutindo, na estrutura dos preços de potência da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a estrutura dos custos incrementais de potência por aplicação de um fator multiplicativo através das seguintes expressões:

$$TPC_{MAT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{MAT}^{URT} \quad (143)$$

$$TPp_{MAT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci Pp_{MAT}^{URT} \quad (144)$$

$$TPC_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{AT}^{URT} \quad (145)$$

$$TP_{AT,t}^{URT} = k_t^{URT} \times Ci P_{AT}^{URT} \quad (146)$$

em que:

$Ci P_{MAT}^{URT}$ Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em MAT

$Ci P_{MAT}^{URT}$ Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em MAT

$Ci P_{AT}^{URT}$ Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT

$Ci P_{AT}^{URT}$ Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT

k_t^{URT} Fator a aplicar ao custo incremental das potências da rede de transporte em MAT e AT, no ano t.

3 - Os preços de energia ativa das tarifas de Uso da Rede de Transporte são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{MAT,t}^{URT} = \gamma_{MAT}^h \times TWh_t \quad (147)$$

$$TWh_{AT,t}^{URT} = \gamma_{AT/RNT}^h \times TWh_t \quad (148)$$

em que:

γ_{MAT}^h Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT, no período horário h

$\gamma_{AT/RNT}^h$ Fator de ajustamento para perdas na RNT relativo à rede de MAT incluindo a transformação de MAT/AT, no período horário h

TWh_t Preço marginal da energia ativa entregue no período horário h à entrada da RNT, no ano t.

4 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte são as potências contratadas, as potências em horas de ponta e as energias ativas das entregas a clientes, previstas para o ano t, devidamente ajustadas para perdas e referidas à saída da RNT.

5 - No cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT consideram-se também as quantidades de energia reativa.

6 - Nas entregas a clientes em AT e nos níveis de tensão inferiores, o preço da potência contratada aplica-se à potência em horas de ponta através de um fator de simultaneidade e a energia reativa não é faturada.

7 - Para efeitos do n.º 2 - são considerados diagramas de carga tipo desagregados em quatro períodos horários.

Secção IV

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Artigo 125.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes

1 - Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e MT a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas a clientes são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2 -, para os níveis de tensão a jusante e opções tarifárias por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas.

2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, de Uso da Rede de Distribuição em MT e de Uso da Rede de Distribuição em BT, a considerar para a conversão referida no número anterior, são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 4 - proporcione o montante de proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, definidos no Artigo 85.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{URD,t}^D = \tilde{R}_{URD,t}^{D-NT} + \tilde{R}_{URD,t}^{D-BT} \quad (149)$$

$$\tilde{R}_{URD,t}^{D-NT} = \tilde{R}_{URD,AT,t} + \tilde{R}_{URD,MT,t} \quad (150)$$

$$\tilde{R}_{URD,t}^{D-BT} = \tilde{R}_{URD,BT,t} \quad (151)$$

em que:

$\tilde{R}_{URD,t}^D$ Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URD,t}^{D-NT}$ Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URD,t}^{D-BT}$ Proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URDAT,t}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URDMT,t}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT, previstos para o ano t

$\tilde{R}_{URDBT,t}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, previstos para o ano t.

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URDAT,t} = & \sum_i (Pc_{i,AT,t} \times TPC_{AT,t}^{URD} + Pp_{i,AT,t} \times TPp_{AT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{AT,t} \times TWh_{AT,t}^{URD} + Wrc_{i,AT,t} \times TWrc_{AT,t}^{URD} + Wri_{i,AT,t} \times \\ & \times TWri_{AT,t}^{URD}) + \sum_n \sum_i Pp_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times (TPp_{AT,t}^{URD}) + \sum_n \sum_i Pp_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times (1 + \delta_{AT}) \times TPC_{AT,t}^{URD} + \end{aligned} \quad (152)$$

$$+ \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWh_{AT,t}^{URD}$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URDMT,t} = & \sum_i (Pc_{i,MT,t} \times TPC_{MT,t}^{URD} + Pp_{i,MT,t} \times TPp_{MT,t}^{URD} + \sum_h Wh_{MT,t} \times TWh_{MT,t}^{URD} + Wrc_{i,MT,t} \times TWrc_{MT,t}^{URD} + \\ & + Wri_{i,MT,t} \times TWri_{MT,t}^{URD}) + \sum_i Pp_{i,BT,t} \times (1 + \gamma_{BT}^p) \times TPp_{MT,t}^{URD} + \sum_i Pp_{i,BT,t} \times (1 + \gamma_{BT}^p) \times (1 + \delta_{MT}) \times TPC_{MT,t}^{URD} + \end{aligned} \quad (153)$$

$$+ \sum_i \sum_h Wh_{i,BT,t} \times (1 + \gamma_{BT}^h) \times TWh_{MT,t}^{URD}$$

$$\tilde{R}_{URDBT,t} = \sum_i (Pc_{i,BT,t} \times TPC_{BT,t}^{URD} + Pp_{i,BT,t} \times TPp_{BT,t}^{URD} + \quad (154)$$

$$+ \sum_h Wh_{BT,t} \times TWh_{BT,t}^{URD} + Wrc_{i,BT,t} \times TWrc_{BT,t}^{URD} + Wri_{i,BT,t} \times TWri_{BT,t}^{URD})$$

com:

n Nível de tensão n (n = MT e BT)

i Opções tarifárias i de cada nível de tensão AT, MT e BT

p	Período horário p (p = horas de ponta)
j	Nível de tensão j (j = MT e BT com $j \geq n$)
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

com m = AT, MT e BT:

$TP_{m,t}^{URD}$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t
$TPp_{m,t}^{URD}$	Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t
$TWh_{m,t}^{URD}$	Preço da energia ativa entregue no período horário h da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t
$TWrc_{m,t}^{URD}$	Preço da energia reativa capacitiva da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t
$TWri_{m,t}^{URD}$	Preço da energia reativa indutiva da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m, no ano t
$Pc_{i,m,t}$	Potência contratada das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$Pp_{i,m,t}$	Potência em horas de ponta das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$Wh_{i,m,t}$	Energia ativa das entregas no período horário h a clientes do nível de tensão m e, no caso dos clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
$Wrc_{i,m,t}$	Energia reativa capacitiva das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t

$Wri_{m,t}$	Energia reativa indutiva das entregas a clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do comercializador de último recurso, da opção tarifária i, previstas para o ano t
Y_j^p, Y_{BT}^p	Fator de ajustamento para perdas no período horário p no nível de tensão j (BT)
Y_j^h, Y_{BT}^h	Fator de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j (BT)
δ_{AT}, δ_{MT}	Fatores que relacionam, por efeito de simultaneidade, a potência contratada do nível de tensão (AT e MT) com a potência média em horas de ponta entregue a clientes nos níveis de tensão de jusante.

repercutindo, na estrutura dos preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a estrutura dos custos incrementais de potência da seguinte forma:

- a) Em AT e MT por aplicação de um fator multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

$$TP_{C_n,t}^{URD} = k_t^{URD-NT} \times C_i P_{C_n}^{URD} \quad (155)$$

$$TP_{p_n,t}^{URD} = k_t^{URD-NT} \times C_i P_{p_n}^{URD} \quad (156)$$

com:

n Nível de tensão n (n = AT e MT)

em que:

$C_i P_{C_n}^{URD}$ Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição do nível de tensão n

$C_i P_{p_n}^{URD}$ Custo incremental da potência em horas de ponta da rede de distribuição do nível de tensão n

k_t^{URD-NT} Fator a aplicar ao custo incremental das potências das redes de distribuição em AT e MT, no ano t.

- b) Em BT por aplicação de um fator multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

$$TP_{C_{BT},t}^{URD} = k_t^{URD-BT} \times C_i P_{C_{BT}}^{URD} \quad (157)$$

$$TP_{BT,t}^{URD} = k_t^{URD-BT} \times Ci P_{BT}^{URD} \quad (158)$$

em que:

$Ci P_{BT}^{URD}$ Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição em BT

$Ci P_{BT}^{URD}$ Custo incremental da potência em horas de ponta da rede de distribuição em BT

k_t^{URD-BT} Fator a aplicar ao custo incremental das potências da rede de distribuição em BT, no ano t.

3 - Os preços de energia ativa das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são calculados através da seguinte expressão:

$$TWh_{AT,t}^{URD} = \gamma_{AT}^h \times TWh_t \quad (159)$$

$$TWh_{MT,t}^{URT} = \gamma_{MT}^h \times TWh_t \quad (160)$$

$$TWh_{BT,t}^{URT} = \gamma_{BT}^h \times TWh_t \quad (161)$$

em que:

γ_{AT}^h Fator de ajustamento para perdas na rede de AT, no período horário h

γ_{MT}^h Fator de ajustamento para perdas na rede de MT, no período horário h

γ_{BT}^h Fator de ajustamento para perdas na rede de BT, no período horário h

TWh_t Preço marginal da energia ativa entregue no período horário h à entrada da RNT, no ano t.

4 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são as potências contratadas, as potências em horas de ponta e as energias ativas, devidamente ajustadas para perdas até à saída de cada uma das redes, e as energias reativas das entregas a clientes.

5 - Na aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT às entregas em MT e BT, o preço da potência contratada aplica-se à potência em horas de ponta através de um fator de simultaneidade e a energia reativa não é faturada.

6 - Na aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT às entregas em BT, o preço da potência contratada aplica-se à potência em horas de ponta através de um fator de simultaneidade e a energia reativa não é faturada.

7 - Para efeitos dos números anteriores são considerados diagramas de carga tipo desagregados em quatro períodos horários.

Secção V

Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização em BTN

Artigo 125-A.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização em AT, MT e BTE a aplicar pelos comercializadores de último recurso

1 - Os preços das tarifas de Comercialização em AT, MT e BTE são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 - proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso na atividade de Comercialização, definidos no Artigo 90.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\hat{R}_{CNT,t}^{CR} = \sum_n \sum_i NC_{i,n,t} \times TF_{NT,t}^C + \sum_n \sum_i W_{i,n,t} \times TW_{NT,t}^C \quad (161A)$$

$$\hat{R}_{CBTE,t}^{CR} = \sum_i NC_{i,BTE,t} \times TF_{BTE,t}^C + \sum_i W_{i,BTE,t} \times TW_{BTE,t}^C \quad (161B)$$

com:

n Nível de tensão n (n = AT e MT)

i Opções tarifárias i do nível de tensão n, ou dos fornecimentos em BTE

em que:

$\hat{R}_{CNT,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em AT e MT, no ano t

$\hat{R}_{CBTE,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em BTE, no ano t

$TF_{NT,t}^C$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT, no ano t

$TF_{BTE,t}^C$	Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em BTE, no ano t
$TW_{NT,t}^C$	Preço aplicável à energia ativa da tarifa de Comercialização em AT e MT, no ano t
$TW_{BTE,t}^C$	Preço aplicável à energia ativa da tarifa de Comercialização em BTE, no ano t
$NC_{i,n,t}$	Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês no nível de tensão n e da opção tarifária i, previsto para o ano t
$NC_{iBTE,t}$	Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês da opção tarifária i de BTE, previsto para o ano t
$W_{i,n,t}$	Energia ativa dos fornecimentos das opções tarifárias i do nível de tensão n, no ano t
$W_{iBTE,t}$	Energia ativa das opções tarifárias i dos fornecimentos em BTE, no ano t

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Comercialização em AT, MT e BTE correspondem ao número de clientes e à energia ativa dos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso em cada uma das opções tarifárias destes níveis de tensão.

Artigo 126.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Comercialização em BTN a aplicar pelos comercializadores de último recurso

1 - Os preços das tarifas de Comercialização em BTN são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 - proporcione o montante de proveitos permitidos — a recuperar pelo comercializador de último recurso na atividade de Comercialização em BTN, definidos no Artigo 90.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\widehat{R}_{CBTN,t}^{CR} = \sum_i NC_{iBTN,t} \times TF_{BTN,t}^C + \sum_i W_{iBTN,t} \times TW_{BTN,t}^C \quad (162)$$

com:

i Opções tarifárias i dos fornecimentos em BTN

em que:

$\tilde{R}_{CBTN,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, por aplicação da tarifa de Comercialização em BTN, no ano t ~~Proveitos permitidos da atividade de Comercialização em BTN, previstos para o ano t~~

$TF_{BTN,t}^C$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em BTN, no ano t

$TW_{BTN,t}^C$ Preço aplicável à energia ativa da tarifa de Comercialização em BTN, no ano t

$NC_{iBTN,t}$ Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês da opção tarifária i de BTN, previsto para o ano t

$W_{iBTN,t}$ Energia ativa das opções tarifárias i dos fornecimentos em BTN, no ano t.

2 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Comercialização em BTN correspondem ao número de clientes e à energia ativa dos fornecimentos a clientes em BTN do comercializador de último recurso em cada opção tarifária.

Secção VI

Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN dos Comercializadores de Último Recurso

Artigo 127.º

Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN

1 - Os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 - proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso, no âmbito dos fornecimentos aos seus clientes de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{BTN,t}^{TVCF} = \tilde{R}_{EBTN,t}^{CR} + \tilde{R}_{UGSBTN,t}^{CR} + \tilde{R}_{URTBTN,t}^{CR} + \tilde{R}_{URDBTN,t}^{CR} + \tilde{R}_{CBTN,t}^{CR} \quad (163)$$

em que:

$\tilde{R}_{BTN,t}^{TVCF}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, no ano t

$\tilde{R}_{EBTN,t}^{CR}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia aos fornecimentos em BTN, no ano t

$\hat{R}_{UGS_{BTN,t}}^{CR}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema aos fornecimentos em BTN, no ano t
$\hat{R}_{URT_{BTN,t}}^{CR}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte aos fornecimentos em BTN, no ano t
$\hat{R}_{URD_{BTN,t}}^{CR}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos em BTN, no ano t
$\hat{R}_{C_{BTN,t}}^{CR}$	Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos em BTN, no ano t.

e

$$\hat{R}_{BTN,t}^{TVCF} = \sum_i (P_{C_{i,BTN,t}} \times TPC_{i,BTN,t}^{TVCF} + \sum_h Wh_{i,BTN,t} \times TWh_{i,BTN,t}^{TVCF}) \quad (164)$$

com:

i	Opção tarifária i dos fornecimentos em BTN
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou h = horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou h = sem diferenciação horária para a tarifa simples)

em que:

$P_{C_{i,BTN,t}}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TPC_{i,BTN,t}^{TVCF}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh_{i,BTN,t}$	Energia ativa fornecida no período horário h na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh_{i,BTN,t}^{TVCF}$	Preço da energia ativa no período horário h, na opção tarifária i de BTN, no ano t.

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas **transitórias** de Venda a Clientes Finais em BTN são determinadas pelo número de clientes em BTN, pelas potências contratadas e energias ativas por período tarifário relativas aos fornecimentos a clientes em BTN do comercializador de último recurso, discriminadas por opção tarifária, previstas para o ano t.

3 - Os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN devem resultar da soma dos preços das tarifas por atividade, aplicáveis em cada opção tarifária, pelos comercializadores de último recurso: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição e tarifa de Comercialização, acrescidas de um fator de atualização.

4 - Os preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN são estabelecidos anualmente, podendo ser revistos trimestralmente, por decisão da ERSE, nos termos da legislação aplicável.

Artigo 127-A.º

Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em AT, MT e BTE

1 - Durante a vigência do período transitório, as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em AT, MT e BTE são determinadas pela soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, em cada nível de tensão, acrescidas de um fator de atualização.

2 - Os preços das tarifas transitórias referidas no número anterior são estabelecidos anualmente, podendo ser revistos trimestralmente, por decisão da ERSE, nos termos da legislação aplicável.

Artigo 128.º

Mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas

1 - A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN dos comercializadores de último recurso nos termos do n.º 3 - do Artigo 127.º, deve ser efetuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos de convergência para tarifas aditivas, calcula-se a seguinte variação tarifária para fornecimentos em BTN:

$$\delta_{\text{BTN}} = \frac{\tilde{R}_{\text{BTN},t}^{\text{TVCF}}}{\sum_i \sum_x T X_{i,t-1} \times Q X_{i,t}} \quad (165)$$

e

$$\tilde{R}_{\text{BTN},t}^{\text{TVCF}} = \sum_i \sum_x \text{Tx}_{i,t} \times \text{Qx}_{i,t} \quad (166)$$

com:

i Opção tarifária i dos fornecimentos em BTN

x Termo tarifário X da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN

em que:

δ_{BTN} Variação tarifária das tarifas **transitórias** de Venda a Clientes Finais para fornecimentos em BTN

$\tilde{R}_{\text{BTN},t}^{\text{TVCF}}$ Proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas **transitórias** de Venda a Clientes Finais em BTN, no ano t

$\text{Tx}_{i,t}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, no ano t

$\text{Qx}_{i,t}$ Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, no ano t.

3 - Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação de tarifas aditivas de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta x_i^a = \frac{\text{Tx}_{i,t}^a}{\text{Tx}_{i,t-1}} \quad (167)$$

em que:

δx_i^a Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, associada à aplicação de tarifas aditivas.

$\text{Tx}_{i,t}^a$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, resultante da aplicação de tarifas aditivas, no ano t.

4 - Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$\text{Tx}_{i,t} = \delta x_i \times \text{Tx}_{i,t-1} \quad (168)$$

com:

$$\delta x_i = \text{Min} [\delta x_i^a; \theta x_i] \quad \text{se} \quad \delta x_i^a \geq \delta_{\text{BTN}} \quad (169)$$

$$\delta x_i = \delta_{\text{BTN}} - k dx_i \times (\delta_{\text{BTN}} - \delta x_i^a) \quad \text{se} \quad \delta x_i^a < \delta_{\text{BTN}} \quad (170)$$

onde os parâmetros $k dx_i$ são determinados por forma a serem recuperados os proveitos associados às tarifas **transitórias** de Venda a Clientes Finais em BTN, estabelecidos no Artigo 127.º.

em que:

- δx_i Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN
- θx_i Fator que estabelece o limite máximo da variação de cada preço, da opção tarifária i, dos fornecimentos em BTN, no ano t
- $k dx_i$ Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária i associada à aplicação de tarifas aditivas.

Artigo 129.º

Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo

1 - A existência de tarifas **transitórias** de Venda a Clientes Finais com preços **transitoriamente** diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da aditividade, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos faturados por aplicação das tarifas **transitórias** de Venda a Clientes Finais aos proveitos permitidos e a recuperar pelo comercializador de último recurso, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo, a incorporar nos custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso no ano t e previstos no Artigo 88.º, são dados pelas seguintes expressões:

$$\tilde{\Delta}_{t-1}^{\text{TVCF}} = \left[\tilde{R}_{t-1}^{\text{TVCF}} - \left(\tilde{R}_{E,t-1}^{\text{CR}} + \tilde{R}_{\text{UGS},t-1}^{\text{CR}} + \tilde{R}_{\text{URT},t-1}^{\text{CR}} + \tilde{R}_{\text{URD},t-1}^{\text{CR}} + \tilde{R}_{C,t-1}^{\text{CR}} \right) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (171)$$

em que:

- $\tilde{\Delta}_{t-1}^{\text{TVCF}}$ Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano t-1, a incorporar nos proveitos do ano t.

\tilde{R}_{t-1}^{TVCF}	Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, no ano t-1
$\tilde{R}_{E,t-1}^{CR}$	Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano t-1
$\tilde{R}_{UGS,t-1}^{CR}$	Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t-1
$\tilde{R}_{URT,t-1}^{CR}$	Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t-1
$\tilde{R}_{URD,t-1}^{CR}$	Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t-1
$\tilde{R}_{C,t-1}^{CR}$	Proveitos previstos obter pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização, no ano t-1
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

$$\Delta_{t-2}^{TVCF} = \left\{ [R_{t-2}^{TVCF} - (R_{CVEE,t-2}^{CR} + R_{UGS,t-2}^{CR} + R_{URT,t-2}^{CR} + R_{URD,t-2}^{CR} + R_{C,t-2}^{CR})] \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right)^{-\Delta_{prov}^{TVCF}} \right\} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) \quad (172)$$

em que:

Δ_{t-2}^{TVCF}	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano t-2, a incorporar nos proveitos do ano t
R_{t-2}^{TVCF}	Proveitos faturados pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, no ano t-2
$R_{CVEE,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Energia, no ano t-2
$R_{UGS,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t-2
$R_{URT,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das

	tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t-2
$R_{URD,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t-2
$R_{C,t-2}^{CR}$	Proveitos obtidos pelo comercializador de último recurso por aplicação das tarifas de Comercialização, no ano t-2
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	<i>Spread</i> no ano t-2, em pontos percentuais
Δ_{prov}^{TVCF}	Ajustamento provisório calculado no ano t-2 e incluído nos proveitos do ano em curso como sendo $\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF}$
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	<i>Spread</i> no ano t-1, em pontos percentuais.

Secção VII

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Artigo 130.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades definidas no n.º 2 - proporcione o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, no âmbito dos fornecimentos a clientes finais da RAA de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCF A} = \tilde{R}_{AGS,t}^A + \tilde{R}_{D,t}^A + \tilde{R}_{C,t}^A + SRAA_t \quad (173)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{TVCF A}$ Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t

$\tilde{R}_{AGS,t}^A$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das seguintes tarifas, no ano t: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do

Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte

$\tilde{R}_{D,t}^A$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t

$\tilde{R}_{C,t}^A$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA da tarifa de Comercialização, no ano t

SRAA_t Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t, a determinar de modo a que as tarifas na RAA recuperem os mesmos proveitos que resultariam da aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, às quantidades previstas para esse ano na RAA, com as especificidades e restrições legais da região autónoma, e observando o disposto no n.º 5 - do Artigo 131.º

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCFA} = & \sum_n \sum_i \left[\sum_h (Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCFA}) + Pc_{i,n,t} \times TPC_{i,n,t}^{TVCFA} + Pp_{i,n,t} \times Tpp_{i,n,t}^{TVCFA} + Nc_{i,n,t} \times TF_{i,n,t}^{TVCFA} + \right. \\ & \left. + Wrc_{i,n,t} \times TWrc_{i,n,t}^{TVCFA} + Wri_{i,n,t} \times TWri_{i,n,t}^{TVCFA} \right] + \sum_i (Pc_{i,BTN,t} \times TPC_{i,BTN,t}^{TVCFA} + \sum_{h'} Wh'_{i,BTN,t} \times TWh'_{i,BTN,t}^{TVCFA}) \end{aligned} \quad (174)$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = MT e BTE)

i Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

h' Período horário h' (h' = horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias, ou h' = horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias, ou h' = sem diferenciação horária para a tarifa simples)

em que:

$Wh_{i,n,t}$ Energia ativa fornecida no período horário h, na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t

$TWh_{i,n,t}^{TVCFA}$ Preço da energia ativa no período horário h, na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$P_{C_{i,n,t}}$	Potência contratada na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TP_{C_{i,n,t}}^{TVCFA}$	Preço da potência contratada na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$P_{p_{i,n,t}}$	Potência em horas de ponta na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TP_{p_{i,n,t}}^{TVCFA}$	Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$NC_{i,n,t}$	Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, previsto para o ano t
$TF_{n,t}^{TVCFA}$	Preço do termo tarifário fixo no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$W_{rc_{i,n,t}}$	Energia reativa capacitiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TW_{rc_{i,n,t}}^{TVCFA}$	Preço da energia reativa capacitiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$W_{ri_{i,n,t}}$	Energia reativa indutiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TW_{ri_{i,n,t}}^{TVCFA}$	Preço da energia reativa indutiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$P_{C_{i,BTN,t}}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TP_{C_{i,BTN,t}}^{TVCFA}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh'_{i,BTN,t}$	Energia ativa no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh'_{i,BTN,t}^{TVCFA}$	Preço da energia ativa entregue no período horário h', na opção tarifária i de BTN, no ano t.

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são determinadas pelo número de clientes, pelas potências contratadas, potências em horas de ponta, energias ativas e reativas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes finais da RAA, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano t.

~~3 - A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA em BTN deve resultar da estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em BTN.~~

4 - A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA em MT, BTE e BTN deve resultar da estrutura dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em MT, BTE e BTN, respetivamente, determinados tendo em conta: (i) os resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado no âmbito do Despacho n.º 18 637/2010, (ii) as variações das tarifas de Acesso às Redes e (iii) as variações dos preços de energia nos mercados grossistas.

5 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA são estabelecidos anualmente.

Artigo 131.º

Mecanismo de convergência das tarifas da RAA para os preços de venda a clientes finais de Portugal continental

1 - A aplicação do sistema tarifário de Portugal continental às tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA nos termos dos números ~~3~~ e 4 - do Artigo 130.º, deve ser efetuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos de convergência para os preços de venda a clientes finais de Portugal continental, calculam-se as seguintes variações tarifárias:

a) Variação tarifária global

$$\delta^A = \frac{\tilde{R}_t^{TVCFA}}{\sum_n \sum_i \sum_x T x_{i,n,t-1}^A \times Q x_{i,n,t}^A} \quad (175)$$

com:

- n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = agregado de todos os níveis de tensão e tipo de fornecimento ou MT, BTE e BTN)
- i Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n
- x Termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento

n

em que:

- δ^A Variação tarifária global das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA
- \tilde{R}_t^{TVCFA} Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t, de acordo com o n.º 1 - do Artigo 130.º
- $TX_{i,n,t-1}^A$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1
- $QX_{i,n,t}^A$ Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t.

- b) Variação tarifária global na RAA associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta^{cA} = \frac{\sum_n \sum_i \sum_x TX_{i,n,t}^C \times QX_{i,n,t}^A}{\sum_n \sum_i \sum_x TX_{i,n,t-1}^A \times QX_{i,n,t}^A} \quad (176)$$

em que:

- δ^{cA} Variação tarifária global na RAA associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento
- $TX_{i,n,t-1}^A$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1
- $TX_{i,n,t}^C$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, aplicável em Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento, no ano t
- $QX_{i,n,t}^A$ Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t.

- c) Variação por tipo de fornecimento associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta_n^{cA} = \frac{\sum_i \sum_x TX_{i,n,t}^C \times QX_{i,n,t}^A}{\sum_i \sum_x TX_{i,n,t-1}^A \times QX_{i,n,t}^A} \times \frac{\delta^A}{\delta^{cA}} \quad (177)$$

em que:

δ_n^{cA} Variação tarifária do tipo de fornecimento n, associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

3 - Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento, de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta x_{i,n}^{cA} = \frac{Tx_{i,n,t}^c}{Tx_{i,n,t-1}^A} \times \frac{\delta^A}{\delta^{cA}} \quad (178)$$

em que:

$\delta x_{i,n}^{cA}$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento, escalados por forma a obter-se a variação tarifária global.

4 - Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$Tx_{i,n,t}^A = \delta x_{i,n}^A \times Tx_{i,n,t-1}^A \quad (179)$$

com:

$$\delta x_{i,n}^A = \text{Min} [\delta x_{i,n}^{cA} ; \theta x_{i,n}^A] \quad \text{se} \quad \delta x_{i,n}^{cA} \geq \delta_n^{cA} \quad (180)$$

$$\delta x_{i,n}^A = \delta_n^{cA} - k dx_i^A \times (\delta_n^{cA} - \delta x_{i,n}^{cA}) \quad \text{se} \quad \delta x_{i,n}^{cA} < \delta_n^{cA} \quad (181)$$

onde os parâmetros $k dx_i^A$ são determinados por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no Artigo 130.º.

em que:

$Tx_{i,n,t}^A$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$\delta x_{i,n}^A$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

$\theta x_{i,n}^A$	Fator que estabelece o limite máximo da variação de cada preço da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
kdx_i^A	Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária i associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental.

5 - A determinação das tarifas a vigorar na RAA, no âmbito do presente artigo, deve respeitar o princípio da convergência tarifária com Portugal continental, sendo que o valor a recuperar por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA não deve ser inferior ao que resulta da aplicação dos preços de venda a clientes finais em Portugal continental equivalentes, do ano t, às quantidades previstas para esse ano na RAA.

Artigo 132.º

Ajustamentos resultantes da convergência tarifária nacional na RAA

1 - A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da uniformidade tarifária, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos faturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário nacional a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia elétrica e gestão do sistema a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA no ano t são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{TVCFA} = R_{t-2}^{TVCFA} - (R_{AGS,t-2}^A + R_{D,t-2}^A + R_{C,t-2}^A) - SRAA_{t-2} \quad (182)$$

em que:

Δ_{t-2}^{TVCFA}	Ajustamento resultante da convergência para tarifas nacionais na RAA, no ano t-2, a incorporar nos proveitos do ano t
R_{t-2}^{TVCFA}	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes da RAA, no ano t-2

$R_{AGS,t-2}^A$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t-2: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte
$R_{D,t-2}^A$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t-2
$R_{C,t-2}^A$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA da tarifa de Comercialização, no ano t-2
$SRAA_{t-2}$	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no ano t-2.

Secção VIII

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Artigo 133.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades definidas no n.º 2 - proporcione o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, no âmbito dos fornecimentos a clientes finais da RAM de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCFM} = \tilde{R}_{AGS,t}^M + \tilde{R}_{D,t}^M + \tilde{R}_{C,t}^M + SRAM_t \quad (183)$$

em que:

\tilde{R}_t^{TVCFM} Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t

$\tilde{R}_{AGS,t}^M$ Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das seguintes tarifas, no ano t: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte

$\tilde{R}_{D,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t
$\tilde{R}_{C,t}^M$	Proveitos previstos obter por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM da tarifa de Comercialização em Portugal continental, no ano t
$SRAM_t$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t, a determinar de modo a que as tarifas na RAM recuperem os mesmos proveitos que resultariam da aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental às quantidades previstas para esse ano na RAM, com as especificidades e restrições legais da região autónoma, e observando o disposto no n.º 5 - do Artigo 134.º

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCFM} = & \sum_n \sum_i \left[\sum_h (Wh_{n,t} \times TWh_{n,t}^{TVCFM}) + Pc_{n,t} \times TPC_{n,t}^{TVCFM} + Pp_{n,t} \times TPP_{n,t}^{TVCFM} + Nc_{n,t} \times TFC_{n,t}^{TVCFM} + \right. \\ & \left. + Wrc_{n,t} \times TWrc_{n,t}^{TVCFM} + Wri_{n,t} \times TWri_{n,t}^{TVCFM} \right] + \sum_i (Pc_{iBTN,t} \times TPC_{iBTN,t}^{TVCFM} + \sum_{h'} Wh'_{iBTN,t} \times TWh'_{iBTN,t}^{TVCFM}) \end{aligned} \quad (184)$$

com:

n	Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = MT e BTE)
i	Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
h'	Período horário h' (h' = horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou h' = horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou h' = sem diferenciação horária para a tarifa simples)

em que:

$Wh_{n,t}$	Energia ativa fornecida no período horário h, na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TWh_{n,t}^{TVCFM}$	Preço da energia ativa no período horário h, na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$P_{C_{i,n,t}}$	Potência contratada na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TP_{C_{i,n,t}}^{TVCFM}$	Preço da potência contratada na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$P_{p_{i,n,t}}$	Potência em horas de ponta na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TP_{p_{i,n,t}}^{TVCFM}$	Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$NC_{i,n,t}$	Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, previsto para o ano t
$TF_{n,t}^{TVCFM}$	Preço do termo tarifário fixo no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$W_{rc_{i,n,t}}$	Energia reativa capacitiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TW_{rc_{i,n,t}}^{TVCFM}$	Preço da energia reativa capacitiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$W_{ri_{i,n,t}}$	Energia reativa indutiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, prevista para o ano t
$TW_{ri_{i,n,t}}^{TVCFM}$	Preço da energia reativa indutiva na opção tarifária i, no nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t
$P_{C_{i,BTN,t}}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TP_{C_{i,BTN,t}}^{TVCFM}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh'_{i,BTN,t}$	Energia ativa fornecida no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh'_{i,BTN,t}^{TVCFM}$	Preço da energia ativa entregue no período horário h', na opção tarifária i de BTN, no ano t.

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são determinadas pelo número de clientes, pelas potências contratadas, potências em horas de ponta, energias ativas e reativas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes finais da RAM, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano t.

~~3 - A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM em BTN deve resultar da estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em BTN.~~

4 - A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM em MT, BTE e BTN deve resultar da estrutura dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em MT, BTE e BTN, respetivamente, determinados tendo em conta: (i) os resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado no âmbito do Despacho n.º 18 637/2010, (ii) as variações das tarifas de Acesso às Redes e (iii) as variações dos preços de energia nos mercados grossistas.

5 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM são estabelecidos anualmente.

Artigo 134.º

Mecanismo de convergência das tarifas da RAM para os preços de venda a clientes finais de Portugal continental

1 - A aplicação do sistema tarifário de Portugal continental às tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM nos termos dos números ~~3~~ e 4 - do Artigo 133.º, deve ser efetuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos de convergência para os preços de venda a clientes finais de Portugal continental, calculam-se as seguintes variações tarifárias:

a) Variação tarifária global

$$\delta^M = \frac{\tilde{R}_t^{TVCFM}}{\sum_n \sum_i \sum_x T X_{i,n,t-1}^M \times Q X_{i,n,t}^M} \quad (185)$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n (n = agregado de todos os níveis de tensão e tipo de fornecimento ou MT, BTE e BTN)

i Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

x Termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

em que:

δ^M Variação tarifária global das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

\tilde{R}_t^{TVCFM} Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, de acordo com o n.º 1 - do Artigo 133.º.

$TX_{i,n,t-1}^M$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1

$QX_{i,n,t}^M$ Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t.

b) Variação tarifária global na RAM associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta^{cM} = \frac{\sum_n \sum_i \sum_x TX_{i,n,t}^C \times QX_{i,n,t}^M}{\sum_n \sum_i \sum_x TX_{i,n,t-1}^M \times QX_{i,n,t}^M} \quad (186)$$

em que:

δ^{cM} Variação tarifária global na RAM associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

$TX_{i,n,t-1}^M$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t-1

$TX_{i,n,t}^C$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, aplicável em Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento, no ano t

$QX_{i,n,t}^M$ Quantidade do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

c) Variação por tipo de fornecimento associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

$$\delta_n^{cM} = \frac{\sum_i \sum_x TX_{i,n,t}^C \times QX_{i,n,t}^M}{\sum_i \sum_x TX_{i,n,t-1}^M \times QX_{i,n,t}^M} \times \frac{\delta^M}{\delta^{cM}} \quad (187)$$

em que:

$\bar{\delta}_n^{cM}$ Variação tarifária do tipo de fornecimento n, associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento

3 - Para efeitos de determinação das variações dos preços de cada opção tarifária calculam-se as variações de preços associadas à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento, de acordo com a seguinte expressão:

$$\bar{\delta}x_{i,n}^{cM} = \frac{Tx_{i,n,t}^C}{Tx_{i,n,t-1}^M} \times \frac{\bar{\delta}^M}{\bar{\delta}^{cM}} \quad (188)$$

em que:

$\bar{\delta}x_{i,n}^{cM}$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental para o mesmo tipo de fornecimento escalados por forma a obter-se a variação tarifária global.

4 - Os preços de cada opção tarifária são determinados de acordo com as seguintes expressões:

$$Tx_{i,n,t}^M = \bar{\delta}x_{i,n}^{cM} \times Tx_{i,n,t-1}^M \quad (189)$$

com:

$$\bar{\delta}x_{i,n}^M = \text{Min} \left[\bar{\delta}x_{i,n}^{cM} ; \theta x_{i,n}^M \right] \quad \text{se} \quad \bar{\delta}x_{i,n}^{cM} \geq \bar{\delta}_n^{cM} \quad (190)$$

$$\bar{\delta}x_{i,n}^M = \bar{\delta}_n^{cM} - kdx_i^M \times \left(\bar{\delta}_n^{cM} - \bar{\delta}x_{i,n}^{cM} \right) \quad \text{se} \quad \bar{\delta}x_{i,n}^{cM} < \bar{\delta}_n^{cM} \quad (191)$$

onde os parâmetros kdx_i^M são determinados por forma a serem recuperados os proveitos totais associados às tarifas de Venda a Clientes Finais estabelecidos no Artigo 133.º.

em que:

$Tx_{i,n,t}^M$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n, no ano t

$\bar{\delta}x_{i,n}^M$ Variação do preço do termo tarifário x, da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

$\theta x_{i,n}^M$	Fator que estabelece o limite máximo da variação de cada preço da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
kdx_i^M	Parâmetro que traduz a proporção da descida tarifária relativa dos preços da opção tarifária i associada à aplicação dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental.

5 - A determinação das tarifas a vigorar na RAM, no âmbito do presente artigo, deve respeitar o princípio da convergência tarifária com Portugal continental, sendo que o valor a recuperar por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais na RAM não deve ser inferior ao que resulta da aplicação dos preços de venda a clientes finais em Portugal continental equivalentes, do ano t , às quantidades previstas para esse ano na RAM.

Artigo 135.º

Ajustamentos resultantes da convergência tarifária nacional na RAM

1 - A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da uniformidade tarifária, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos facturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário nacional a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia elétrica e gestão do sistema a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM no ano t , são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{TVCFM} = R_{t-2}^{TVCFM} - (R_{AGS,t-2}^M + R_{D,t-2}^M + R_{C,t-2}^M) - SRAM_{t-2} \quad (192)$$

em que:

Δ_{t-2}^{TVCFM} Ajustamento resultante da convergência para tarifas nacionais na RAM, no ano $t-2$ a incorporar nos proveitos do ano t .

R_{t-2}^{TVCFM} Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aos fornecimentos a clientes da RAM, no ano $t-2$

$R_{AGS,t-2}^M$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t-2: tarifa de Energia, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte
$R_{D,t-2}^M$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t-2
$R_{C,t-2}^M$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM da tarifa de Comercialização em Portugal continental, no ano t-2
$SRAM_{t-2}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no ano t-2.

Secção IX

Tarifas transitórias

Artigo 136.º

~~Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Comercialização em MAT, AT, MT e BTE a aplicar pelos comercializadores de último recurso~~

~~1— Os preços das tarifas transitórias de Comercialização em MAT, AT, MT e BTE são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos permitidos ao comercializador de último recurso na atividade de Comercialização, definidos no Artigo 90.º, de acordo com as seguintes expressões:~~

~~$$\tilde{R}_{C_{NT,t}}^{CR} = \sum_n \sum_i NC_{n,t} \times TF_{NT,t}^C + \sum_n \sum_i W_{n,t} \times TW_{NT,t}^C \quad (193)$$~~

~~$$\tilde{R}_{C_{BTE,t}}^{CR} = \sum_i NC_{BTE,t} \times TF_{BTE,t}^C + \sum_i W_{BTE,t} \times TW_{BTE,t}^C \quad (194)$$~~

com:

n Nível de tensão n (n = MAT, AT e MT)

i	Opções tarifárias i do nível de tensão n, ou dos fornecimentos em BTE
em que:	
$\tilde{R}_{C_{NT,t}}^{CR}$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização em MAT, AT e MT, previstos para o ano t
$\tilde{R}_{C_{BTE,t}}^{CR}$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização em BTE, previstos para o ano t
$TF_{NT,t}^C$	Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT, no ano t
$TF_{BTE,t}^C$	Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização em BTE, no ano t
$TW_{NT,t}^C$	Preço aplicável à energia ativa da tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT, no ano t
$TW_{BTE,t}^C$	Preço aplicável à energia ativa da tarifa de Comercialização em BTE, no ano t
NC_{nt}	Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês no nível de tensão n e da opção tarifária i, previsto para o ano t
$NC_{BTE,t}$	Somatório do número de clientes do comercializador de último recurso em cada mês da opção tarifária i de BTE, previsto para o ano t
W_{nt}	Energia ativa dos fornecimentos das opções tarifárias i do nível de tensão n, no ano t
$W_{BTE,t}$	Energia ativa das opções tarifárias i dos fornecimentos em BTE, no ano t

2—As quantidades a considerar no cálculo das tarifas transitórias de Comercialização em MAT, AT, MT e BTE correspondem ao número de clientes em MAT, AT, MT e BTE e à energia ativa dos fornecimentos a clientes em MAT, AT, MT e BTE do comercializador de último recurso em cada nível de tensão e opção tarifária.

Artigo 137.º

~~Metodologia de cálculo das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT,
AT, MT e BTE~~

~~As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE são determinadas nos termos do n.º 2 do artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, pela soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, em cada nível de tensão, sendo agravadas por uma percentagem a determinar pela ERSE e publicada no despacho anual de publicação das tarifas.~~

Capítulo VI

Procedimentos

Secção I

Disposições Gerais

Artigo 138.º

Frequência de fixação das tarifas

- 1 - As tarifas estabelecidas nos termos do presente Regulamento são fixadas uma vez por ano, salvo o disposto no n.º 3 - e sem prejuízo das revisões previstas no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.
- 2 - Os procedimentos associados à fixação e atualização das tarifas são definidos na Secção VII.
- 3 - A título excecional, por decisão da ERSE, pode ocorrer uma revisão antecipada.
- 4 - Os procedimentos associados a uma fixação excecional são definidos na Secção VIII.

Artigo 139.º

Período de regulação

- 1 - O período de regulação em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira é de três anos.
- 2 - Para cada período de regulação são fixados os valores dos parâmetros incluídos nas expressões que estabelecem os montantes de proveitos permitidos em cada uma das atividades da entidade concessionária da RNT, da entidade concessionária da RND, do comercializador de último recurso, da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.
- 3 - Para além dos parâmetros definidos no número anterior, são fixados os valores de outros parâmetros referidos no presente Regulamento, designadamente os relacionados com a estrutura das tarifas.
- 4 - Os procedimentos associados à fixação normal dos parâmetros, prevista nos n.ºs 2 - e 3 -, são definidos na Secção IX.

5 - A título excecional, podem ser revistos os parâmetros de um dado período no decorrer do referido período.

6 - Os procedimentos associados à revisão excecional prevista no número anterior são definidos na Secção X.

Secção II

Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT

Artigo 140.º

Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT

1 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, ativos, passivos e capitais próprios associados às atividades do Agente Comercial e do operador da rede de transporte em Portugal continental, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

~~2 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até dia 1 de maio de cada ano os custos imputados pela empresa de serviços partilhados a cada atividade, Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Elétrica do operador da rede de transporte, e outras, subdivididos da seguinte forma:~~

- ~~a) - Quantidades e custos diretos, indiretos, de estrutura e outros (caso existam), por natureza de custos.~~
- ~~b) - Critérios de imputação por natureza de custos.~~
- ~~e) - Percentagem de imputação dos custos da empresa de serviços partilhados por cada um dos seus clientes regulados e por natureza de custos.~~
- ~~d) - Custos totais da empresa de serviços partilhados por natureza de custos.~~

3 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por atividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

4 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.

4A - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até dia 1 de maio de cada ano as operações realizadas com entidades do Grupo, e os respetivos montantes associados a cada atividade, Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Elétrica do operador da rede de transporte, de acordo com a seguinte desagregação:

- a) Breve descrição da operação.
- b) Natureza do custo/proveito.
- c) Entidade contraparte.
- d) Montantes envolvidos, por atividade, e respetivos critérios de imputação, quando aplicável.
- e) Metodologia de preço da operação.

5 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, um relatório de desempenho relativo à captação e gestão de fundos comunitários onde se detalhe os custos associados a este processo, bem como os resultados alcançados.

6 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

7 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela entidade concessionária da RNT, até 15 de junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por atividade, para o ano em curso (t-1).
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados e dos investimentos, por atividade, para o ano seguinte (t).

8 - A pormenorização da informação referida nos n.ºs 3 - e 7 - deve obedecer ao estabelecido nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

9 - Os valores do balanço e da demonstração de resultados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).

10 -Os investimentos referidos nos n.ºs 3 - e 7 -, para além dos valores em euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

11 -A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica relativo ao ano anterior (t-2).

12 -A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, os balanços de energia elétrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

13 -Os balanços de energia elétrica referidos no n.º 11 - e no n.º 12 - devem conter a informação relativa às entregas dos produtores à RNT e à RND, suficientemente discriminada por nível de tensão e em energia ativa por período tarifário.

14 -O balanço de energia elétrica verificado no ano anterior (t-2) referido no n.º 11 - e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação suficientemente discriminada por nível de tensão em energia ativa por período tarifário, potência contratada, potência em horas de ponta, energia reativa indutiva e capacitiva:

- a) Entregas de energia elétrica ao distribuidor vinculado em MT e AT.
- b) Aquisição de energia elétrica a produtores com contratos de aquisição de energia elétrica.

15 -O operador da rede de transporte em Portugal continental, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos marginais definidos pela ERSE deve enviar, até 15 de junho de cada ano, os valores relativos aos custos incrementais de transporte de energia elétrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referida ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas reguladas.

~~16 -Com vista à introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas, ao nível das tarifas de Acesso às Redes, a entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE até final de 2012 estudos sobre a viabilidade da introdução deste tipo de opções tarifárias, a definição das variáveis necessárias ao desenho destas opções tarifárias, bem como outras matérias relevantes para a introdução deste tipo de opções tarifárias.~~

17 -A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, a proposta de orçamento e cronograma para o processo de captação e gestão de fundos comunitários discriminada por atividade ou projeto.

18 -Para efeitos de aceitação dos custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, a entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE um “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental” de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

19 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE:

- a) até 1 de maio de cada ano, informação sobre os custos com o mecanismo de garantia de potência, verificados no ano t-2,
- b) até 15 de junho de cada ano, a informação sobre os custos com o mecanismo de garantia de potência estimados para o ano t-1 e previstos para o ano t.

20 -A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, o justificativo, do movimento global da conta de correção de hidraulicidade, referente ao ano anterior (t-2), acompanhado de um relatório de um auditor independente.

21 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, informação sobre os movimentos mensais da correção de hidraulicidade, estimados para o ano t-1.

22 -A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE:

- a) até 1 de maio de cada ano, informação sobre os quilómetros de rede em exploração e o número de painéis instalados nas subestações, no ano t-2,
- b) até 15 de junho de cada ano, a variação dos quilómetros de rede em exploração e do número de painéis nas subestações estimada para o ano t-1 e prevista para o ano t,
- c) até 15 de junho do ano anterior a um novo período de regulação, informação pormenorizada que permita calcular os custos incrementais de exploração associados aos elementos de rede referidos na alínea anterior.

23 -Em sede de definição da componente de alisamento dos CMEC, a ERSE poderá solicitar à entidade concessionária da RNT a sua melhor previsão quanto ao valor da parcela de acerto dos CMEC do ano seguinte, bem como a informação que lhe permita estimar este valor.

Artigo 141.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial

1 - O Agente Comercial, relativamente à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia elétrica desagregados pelos diferentes itens definidos nos respetivos contratos de aquisição de energia elétrica.
- b) Custos mensais com serviços de sistema desagregados por tipo e por produtores.
- c) Custos de funcionamento associados à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

d) Outros custos, designadamente custos com pagamento da tarifa de Uso da Rede de Transporte imputados aos produtores.

2 - O Agente Comercial, relativamente à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano os proveitos, por hora e por modalidade de venda, decorrentes da venda de energia elétrica nos mercados organizados, incluindo o preço dos mercados organizados nessa hora.

3 - O Agente Comercial, relativamente à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, deve apresentar para cada mês, a informação devidamente desagregada relativa a outros proveitos obtidos no âmbito desta atividade.

4 - O Agente Comercial deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano a seguinte informação relativa ao balanço de energia elétrica:

- a) Quantidades mensais adquiridas por produtor com contrato de aquisição de energia elétrica.
- b) Quantidades vendidas nos mercados organizados, por hora.

5 - O Agente Comercial deve enviar à ERSE:

- a) até 1 de maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO₂ atribuídas às centrais com CAE e as quantidades emitidas, no ano anterior t-2.
- b) até 15 de junho de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO₂ atribuídas às centrais com CAE e as quantidades emitidas para o ano t-1.

Artigo 142.º

Informação a fornecer à ERSE no âmbito da exploração da Zona Piloto para a produção de energia elétrica a partir da energia das ondas

1 - A concessionária da Zona Piloto deve apresentar à ERSE as contas reguladas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares a emitir pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, ativos, passivos e capitais próprios associados à exploração da Zona Piloto.

2 - A concessionária da Zona Piloto deve entregar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente regulamento e nas normas e metodologias complementares a publicar pela ERSE.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.

4 - A concessionária da Zona Piloto deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

5 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela concessionária da Zona Piloto, até 15 de junho de cada ano, devem conter a estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos para o ano em curso (t-1).

6 - Para cumprimento do estabelecido na cláusula 22.^a do Contrato de Concessão, a concessionária da Zona Piloto deve apresentar à ERSE a informação, relativa ao ano t-2, que permita identificar, de forma clara, as receitas previstas na cláusula 18.^a do Contrato de Concessão, os custos previstos no número 3 da cláusula 17.^a do Contrato de Concessão, bem como os custos de financiamento da Concessionária.

Artigo 143.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Gestão Global do Sistema

1 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à atividade de Gestão Global do Sistema, deve apresentar para cada ano a repartição de custos associados à gestão do sistema.

2 - Os custos referidos no número anterior devem ser discriminados por forma a evidenciar as seguintes rubricas:

- a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.
- b) Amortizações relativas aos terrenos afetos ao domínio público hídrico.
- c) Amortizações relativas aos terrenos afetos às zonas de proteção hídricas.
- d) Custos associados à utilização da rede de telecomunicações imputados à atividade de Gestão Global do Sistema.
- e) Sobrecusto com a convergência tarifária por Região Autónoma.
- f) Informação dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual a enviar, de acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.
- g) Custos com contratos de interruptibilidade com desagregação que permita identificar os custos associados aos diferentes enquadramentos legais da interruptibilidade.

- h) Outros custos do exercício associados à atividade de Gestão Global do Sistema, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
- i) Custos relativos ao “Plano de Promoção da Eficiência no Consumo” aprovados pela ERSE, de acordo com o estabelecido na Secção X do Capítulo IV.
- j) Custos com a gestão dos “Planos de Promoção do Desempenho Ambiental” aprovados pela ERSE, de acordo com o estabelecido na Secção VII do Capítulo IV.
- k) Movimentos mensais da correção de hidraulicidade.

3 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à atividade de Gestão Global do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.
- b) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do sistema.
- c) Proveitos decorrentes da aplicação dos preços da parcela III da tarifa de Uso Global do sistema.
- d) Proveitos com penalizações aplicadas a agentes de mercado, no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema.
- e) Proveitos de gestão do sistema que não resultem da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema.

Artigo 144.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Transporte de Energia Elétrica

1 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à atividade de Transporte de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos associados ao planeamento e operação e manutenção da rede de transporte.
- b) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação afeto à atividade de Transporte de Energia Elétrica.
- c) Informação pormenorizada dos investimentos aceites com base em custos de referência, nomeadamente, o custo real, os anos de vida útil, as variáveis físicas associadas a esses equipamentos, o ano de entrada em exploração.
- d) Informação pormenorizada do equipamento para efeitos de cálculo do incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil, nomeadamente, o custo do equipamento aceite para efeitos de regulação, os anos de vida útil e o ano de entrada em exploração.

- e) Outros custos do exercício associados à atividade de Transporte de Energia Elétrica, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
- f) Custos incorridos nesta atividade com a promoção da qualidade do ambiente, conforme o relatório de execução do “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental” de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

2 - O operador da rede de transporte em Portugal continental, relativamente à atividade de Transporte de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, por nível de tensão.
- b) Provento proveniente do Mecanismo da Gestão Conjunta da Interligação Portugal - Espanha.
- c) Proveitos decorrentes da atividade de Transporte de Energia Elétrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte.

3 - O operador da rede de transporte em Portugal continental deve enviar anualmente o valor da compensação entre operadores das redes de transporte.

4 - A informação prevista na alínea d) do n.º 1 -, do presente artigo só deverá ser enviada quando a ERSE estabelecer os custos de referência.

Secção III

Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND

Artigo 145.º

Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RND

1 - A entidade concessionária da RND deve fornecer à ERSE as contas reguladas, elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar de forma clara os custos, proveitos, ativos, passivos e capitais próprios associados às atividades do operador da rede de distribuição em Portugal continental, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço agregado e demonstração de resultados e os investimentos por atividade, diferenciados por investimentos em **rede**

convencionais e em rede inteligente de carácter inovador no caso da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, acompanhados de um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.

3A - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até dia 1 de maio de cada ano as operações realizadas com entidades do Grupo, e os respetivos montantes associados a cada atividade, Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica, de acordo com a seguinte desagregação:

- a) Breve descrição da operação.
- b) Natureza do custo/proveito.
- c) Entidade contraparte.
- d) Montantes envolvidos, por atividade, e respetivos critérios de imputação, quando aplicável.
- e) Metodologia de preço da operação.

3B - A informação sobre os investimentos em rede inteligente da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, referida no número 2 -, deverá ser desagregada por projeto, ou agrupamento de projetos se forem indissociáveis, de modo a permitir um tratamento individualizado dos mesmos no cálculo dos custos com capital.

3C - Para efeitos de apoio à decisão da ERSE sobre os investimentos a incorporar na base de ativos da rede inteligente, a entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, uma memória descritiva por projeto, ou agrupamento de projetos se forem indissociáveis, que foram transferidos para exploração no ano anterior (t 2), de modo a justificar a sua classificação como rede inteligente, englobando no mínimo a seguinte informação:

- a) Descrição das tecnologias utilizadas e principais motivos para a sua adoção comparativamente com as tecnologias convencionais;
- b) Riscos tecnológicos ou aplicativos que estão associados ao projeto e que tenham sido identificados pela empresa;
- c) Alteração de práticas operacionais, redução expectável de custos operacionais das atividades da entidade concessionária da RND e cronograma para a sua concretização, decorrentes da implementação do projeto;
- d) Benefícios que o projeto proporciona ao SEN em termos globais, no que respeita a:

- i) redução de perdas (técnicas e não técnicas);
- ii) melhoria da qualidade de serviço da rede de distribuição;
- iii) recolha de informação da rede de distribuição, que permita o adiamento de investimentos em rede convencional, a melhoria da monitorização dos ativos de rede e o prolongamento da sua vida útil;
- iv) potencial para alargar a oferta de serviços a consumidores e outros agentes;

4 - A entidade concessionária da RND deve apresentar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, o valor dos indutores de custos definidos para determinação dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, definidos para o período de regulação, verificados no ano anterior (t-2).

5 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela entidade concessionária da RND, até 15 de junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Estimativa do balanço agregado e da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos por atividade, para o ano em curso (t-1).
- b) Valores previsionais do balanço agregado e da demonstração de resultados e dos investimentos, por atividade, para o ano seguinte (t).
- c) Toda a informação sobre investimentos deve ser separada por rede convencional e rede inteligente de carácter inovador, e dentro desta última por projeto, ou agrupamentos de projetos se forem indissociáveis.

6 - A pormenorização da informação referida nos n.ºs 2 - e 5 - deve obedecer ao estabelecido nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

7 - Os valores do balanço e da demonstração de resultados estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).

8 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

9 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica relativo ao ano anterior (t-2).

10 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, os balanços de energia elétrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

11 -A entidade concessionária da RND com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia ativa e reativa, potência e número de clientes, verificada no ano anterior (t-2):

- a) Entregas de energia elétrica a clientes.
- b) Diagramas de carga tipo referidos no Artigo 118.º, Artigo 122.º, Artigo 124.º e Artigo 125.º.

12 -A entidade concessionária da RND com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, a seguinte informação suficientemente discriminada por comercializador de último recurso em energia ativa e reativa, potência e número de pontos de entrega, verificada no ano anterior (t-2):

- a) Entregas de energia elétrica em MT aos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, caso estes optem pelo regime transitório de faturação previsto no Regulamento de Relações Comerciais.
- b) Entregas de energia elétrica aos operadores das redes de distribuição em BT, que não sejam, cumulativamente, detentores de concessão da RND, não incluídas na alínea anterior, medidas nos pontos de entrega dos clientes.
- c) Entregas de energia elétrica em BT aos clientes de cada comercializador de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, no caso de estes optarem pela regra de faturação prevista no Regulamento de Relações Comerciais.

13 -As energias ativa e reativa devem ser discriminadas por nível de tensão, por tipo de fornecimento e por período tarifário.

14 - As potências devem ser discriminadas em potência contratada e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por tipo de fornecimento.

15 - O número de clientes deve ser discriminado para cada mês por tipo de cliente, por nível de tensão e tipo de fornecimento.

16 - Para as entregas de energia elétrica estabelecidas na alínea a) do n.º 11 -, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 12 - e dos consumos de energia elétrica.

17 -A entidade concessionária da RND deve apresentar à ERSE até 15 de junho um “Plano de investimentos em sistemas de gestão do processo de mudança de fornecedor”, devidamente justificado, que garanta o adequado nível técnico de operacionalidade do mercado e a liberdade e facilidade de atuação dos vários agentes, bem como a eficiência na utilização dos recursos, permitindo a efetiva repercussão dos desejados ganhos globais de eficiência no setor nos preços de eletricidade.

18 - O plano de investimento deve ser desagregado por nível de tensão e tipo de fornecimento a fim de se proceder à correta imputação desses custos aos diversos clientes.

19 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até ao dia 1 de maio de cada ano, um relatório de execução do plano previsto no número anterior, no qual são descritas as ações executadas e os custos incorridos.

20 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até ao dia 1 de maio de cada ano, um relatório de execução da implementação do Plano de Reestruturação de Efetivos, incluindo um mapa detalhado dos custos incorridos em cada ano. Deve ainda enviar uma atualização dos custos evitados (benefícios) e dos custos incorridos detalhados por ano de libertação, atividade e nível de tensão, devendo o relatório de execução permitir uma análise temporal desde a data de início dos seus efeitos, entre benefícios líquidos para o distribuidor e benefícios líquidos para os consumidores, bem como permitir uma avaliação dinâmica do Plano de Reestruturação de Efetivos.

21 - A entidade concessionária da RND tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos incrementais definidos pela ERSE, deve enviar à ERSE até 15 de junho de cada ano, os valores relativos aos custos incrementais de distribuição de energia elétrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referida ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas.

~~22 - Com vista à introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas, ao nível das tarifas de Acesso às Redes, a A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE até 30 de abril de 2015 um Plano para a implementação de projetos piloto de tarifas dinâmicas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT final de 2012 estudos sobre a viabilidade da introdução deste tipo de opções tarifárias, a definição das variáveis necessárias ao desenho destas opções tarifárias, bem como outras matérias relevantes para a introdução deste tipo de opções tarifárias.~~

23 - Para efeitos de definição dos diagramas de carga tipo referidos na alínea b) do n.º 11 -, a entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE a seguinte informação:

- a) Consumos horários por opção tarifária e nível de tensão dos fornecimentos a clientes de MAT, AT e MT com telecontagem, que permaneceram ligados durante doze meses.
- b) Consumos horários de amostras representativas por opção tarifária dos fornecimentos a clientes de BTN com contagem simples, bi-horária, tri-horária e tetra-horária.
- c) Consumos horários de amostras representativas por opção tarifária dos fornecimentos a clientes de BTE.

24 - Nos termos do número anterior, a entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, para aprovação, até ao dia 30 de junho de cada ano, uma proposta que deve incluir, designadamente:

- a) Caracterização e atualização das amostras por tipo de ciclo de contagem.
- b) Caracterização de equipamentos de medição a instalar.
- c) Prazo de instalação de equipamentos de medição.

25 - Para efeitos de aceitação dos custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, a entidade concessionária da RND deve apresentar à ERSE um “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental” de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

Artigo 146.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

1 - A entidade concessionária da RND relativamente à atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos relacionados com a gestão global do sistema imputáveis às entregas a clientes, nomeadamente as aquisições à entidade concessionária da RNT e os custos relacionados com a aplicação da tarifa social.
- b) Custos relacionados com o uso da rede de transporte imputáveis às entregas a cliente.

2 - A entidade concessionária da RND relativamente à atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação das parcelas I, II e III da tarifas de Uso Global do Sistema, por nível de tensão.
- b) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por nível de tensão.

Artigo 147.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

1 - A entidade concessionária da RND relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos de operação e manutenção, por nível de tensão.
- b) Encargos legais:

- i) Rendas e outros encargos relacionados com o regime de concessão, nomeadamente, taxas de exploração.
 - ii) Outros encargos legais, designadamente, encargos relacionados com o regime de licenças vinculadas.
- c) Custos com capital relacionados com os ativos da distribuição, separados por convencionais e de carácter inovador, por nível de tensão:
- i) Amortizações da rede de distribuição e outro equipamento relacionado com a rede de distribuição.
 - ii) Encargos financeiros imputados à exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.
- d) Variação das provisões para cobrança duvidosa.
- e) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final.
- f) Custos relacionados com a gestão do processo de mudança de fornecedor.
- g) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme o relatório de execução do “Plano de Promoção do Desempenho Ambiental” de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.
- h) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
- i) Outros custos do exercício, repartidos por nível de tensão, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - A entidade concessionária da RND relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição nas entregas a clientes, individualizando as entregas a comercializadores de último recurso.
- b) Proveitos resultantes da prestação de serviços regulados, nomeadamente, leituras extraordinárias e interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica por facto imputável ao cliente.
- c) Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica que não resultam da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição.
- d) Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado compartilhado, separado por convencional e de carácter inovador.

3 - A entidade concessionária da RND deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a) A informação necessária para determinação e valorização das perdas, de acordo com o previsto na Secção VIII do Capítulo IV.
- b) A informação necessária para determinação do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, de acordo com o previsto na Secção IX do Capítulo IV.

Secção IV

Informação periódica a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso

Artigo 148.º

Informação a fornecer à ERSE pelo comercializador de último recurso

1 - O comercializador de último recurso deve fornecer à ERSE as contas reguladas, elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar de forma clara os custos, proveitos e ativo fixo associados às várias atividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos acompanhados de um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, cujo modelo será definido numa norma complementar ao presente Regulamento.

4 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano **as operações realizadas com entidades do Grupo, e os respetivos montantes associados a cada atividade, Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição e Comercialização, de acordo com a seguinte**

desagregação: ~~os custos imputados pela empresa de serviços partilhados a cada atividade regulada, subdivididos da seguinte forma:~~

- ~~a) Quantidades, custos diretos, indiretos, de estrutura e outros (caso existam), por atividade comercial.~~
- ~~b) Percentagem de imputação dos custos da empresa de serviços partilhados por cada um dos seus clientes regulados e por atividade comercial.~~
- ~~c) Critérios de imputação por atividade comercial.~~
- ~~d) Custos totais da empresa de serviços partilhados por atividade comercial.~~

d1) Breve descrição da operação.

d2) Natureza do custo/proveito.

d3) Entidade contraparte.

d4) Montantes envolvidos, por atividade, e respetivos critérios de imputação, quando aplicável.

d5) Metodologia de preço da operação.

5 - O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, o valor dos indutores de custos definidos para determinação dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização, definidos para o período de regulação, verificados no ano anterior (t-2).

6 - O comercializador de último recurso apenas deve repartir as demonstrações de resultados e os investimentos por atividade e nível de tensão.

7 - As contas reguladas a enviar à ERSE pelo comercializador de último recurso, até 15 de junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, para o ano em curso (t-1).
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados e dos investimentos, para o ano seguinte (t).
- c) As demonstrações de resultados e os orçamentos dos investimentos devem ser enviados por atividade e nível de tensão.

8 - A pormenorização da informação referida nos n.ºs 2 - e 7 - deve obedecer ao estabelecido nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

9 - Os valores do balanço e da demonstração de resultados estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).

10 -O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

11 -O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica relativo ao ano anterior (t-2).

12 -O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, os balanços de energia elétrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

13 -O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, a informação relativa aos fornecimentos de energia elétrica a clientes, suficientemente discriminada em energia ativa e reativa, potência e número de clientes, verificada no ano anterior (t-2).

14 -No caso dos fornecimentos ao abrigo do regime transitório de faturação previsto no Regulamento de Relações Comerciais, o comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, a informação relativa aos fornecimentos de energia elétrica em MT aos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, suficientemente discriminada por comercializador de último recurso em energia ativa e reativa, potência e número de clientes, verificada no ano anterior (t-2).

15 - O comercializador de último recurso, para além da informação referida no número anterior, deve enviar informação relativa aos fornecimentos de energia elétrica aos clientes dos comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT, no âmbito da regra de faturação estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais, suficientemente discriminada em energia ativa e reativa, potência e número de pontos de entrega, verificada no ano anterior (t-2).

16 - As energias ativa e reativa devem ser discriminadas por nível de tensão, por tipo de fornecimento e por período tarifário.

17 - As potências devem ser discriminadas em potência contratada e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por tipo de fornecimento.

18 - O número de clientes deve ser discriminado para cada mês por tipo de cliente, por nível de tensão e tipo de fornecimento.

19 - Para os fornecimentos de energia elétrica do comercializador de último recurso deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 13 - e dos consumos de energia elétrica.

20 -O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, a seguinte informação, verificada no ano anterior (t-2):

- a) Quantidades mensais de energia elétrica adquiridas através de contratos bilaterais.
- b) Quantidades mensais de energia elétrica adquiridas aos produtores em regime especial, por tecnologia e regime tarifário aplicável.
- c) Quantidades mensais de energia elétrica adquiridas nos mercados organizados.
- d) Quantidades mensais de energia elétrica adquiridas em leilões.
- e) Quantidades mensais de energia elétrica vendidas no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial diferenciadas por tipo de contratação.
- f) Quantidades mensais de energia elétrica vendidas no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes diferenciadas por tipo de contratação.

21 -O comercializador de último recurso, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, a seguinte informação, relativa ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t):

- a) Quantidades de energia elétrica previstas adquirir através de contratos bilaterais.
- b) Quantidades de energia elétrica previstas adquirir aos produtores em regime especial, por tecnologia e regime tarifário aplicável.
- c) Quantidades de energia elétrica previstas adquirir nos mercados organizados.
- d) Quantidades de energia elétrica previstas adquirir em leilões.
- e) Quantidades de energia elétrica vendidas no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial diferenciadas por tipo de contratação.
- f) Quantidades de energia elétrica vendidas no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes diferenciadas por tipo de contratação.

22 -O comercializador de último recurso, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos preços marginais definidos pela ERSE deve enviar, até 15 de junho de cada ano, os valores relativos aos preços marginais de aquisição de energia elétrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referida ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas reguladas.

23 -O Comercializador de Último Recurso deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, um documento com previsões dos custos de aprovisionamento e das respetivas quantidades de energia, justificando as estratégias de aprovisionamento nos vários mercados ao seu dispor

e, os instrumentos de cobertura de risco que prevê adotar, por forma a, por um lado, minimizar os custos de aprovisionamento e, por outro lado, minimizar os ajustamentos de energia a recuperar em anos futuros.

24 -O comercializador de último recurso deve enviar à ERSE, até ao dia 1 de maio de cada ano, um relatório de execução da implementação dos Planos de Reestruturação de efetivos aceites pela ERSE, incluindo um mapa detalhe dos custos incorridos em cada ano. Deve ainda enviar uma atualização dos custos evitados (benefícios) e dos custos incorridos detalhados por ano de libertação e nível de tensão, devendo o relatório de execução permitir uma análise temporal desde a data de início dos seus efeitos, entre benefícios líquidos para o comercializador de último recurso e benefícios líquidos para os consumidores, bem como permitir uma avaliação dinâmica dos Planos de Reestruturação de Efetivos.

Artigo 149.º

Repartição de custos e proveitos na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

1 - O comercializador de último recurso, relativamente à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos com a aquisição de energia elétrica através de contratos bilaterais, com indicação das condições (data, preço e quantidades) de realização.
- b) Custos mensais com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, por tecnologia e regime tarifário aplicável.
- c) Custos mensais de aquisição de energia elétrica nos mercados organizados, diferenciados por tipo de mercado.
- d) Custos de aquisição de energia elétrica em leilões, com indicação das condições (data, preço e quantidades) de realização.
- e) Custos de aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial no âmbito do Artigo 87.º para fornecimento dos clientes.
- f) Custos de funcionamento relacionados com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, designadamente custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos.
- g) Outros custos, nomeadamente custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária.

2 - O comercializador de último recurso, relativamente à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Energia aos clientes finais de acordo com as diferentes opções tarifária.
- b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de acordo com as diferentes opções tarifárias.
- c) Outros proveitos no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso e que não resultem nem da aplicação das tarifas de Energia, nem da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais.

Artigo 150.º

Repartição de custos e proveitos na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

1 - O comercializador de último recurso, relativamente à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos mensais com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, , por tecnologia e regime tarifário aplicável.
- b) Custos mensais com a energia de desvio relacionados com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial.
- c) Custos de funcionamento relacionados com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, designadamente custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos.
- d) Outros custos, nomeadamente custos com pagamentos de tarifas de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime especial.

2 - O comercializador de último recurso, relativamente à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, deve apresentar para cada ano a repartição de proveitos decorrentes da venda de energia elétrica da produção em regime especial diferenciada pelos diferentes tipos de contratação.

Artigo 151.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

1 - O comercializador de último recurso, relativamente à atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos relacionados com a gestão global do sistema no âmbito da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.
- b) Custos relacionados com o uso da rede de transporte no âmbito da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.
- c) Custos relacionados com o uso da rede de distribuição da entidade concessionária da RND no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica imputáveis aos fornecimentos a clientes do comercializador de último recurso.

2 - O comercializador de último recurso, relativamente à atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, por nível de tensão.
- b) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte, por nível de tensão.
- c) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão.

Artigo 152.º

Repartição de custos e proveitos na atividade de Comercialização

1 - O comercializador de último recurso, relativamente à atividade de Comercialização, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, afetos a esta atividade, desagregados **por natureza que permita identificar os vários tipos de custos,** nomeadamente em:
 - i) ~~Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados.~~
 - ii) ~~Custos de faturação, gestão da dívida e cobrança.~~

- ~~iii) Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial.~~
- ~~iv) Custos com reclamações e pedidos de informação.~~
- ~~v) Custos com sistemas informáticos.~~
- ~~vi) Custos com cortes e religações.~~
- b) Custos com capital:
 - i) Amortizações.
 - ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa.
 - iii) Encargos financeiros.
- c) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
- d) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - O comercializador de último recurso, relativamente à atividade de Comercialização, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Comercialização, por nível de tensão e opção tarifária.
- b) Proveitos resultantes da prestação de serviços regulados, designadamente o pagamento da quantia mínima nos casos de mora.
- c) Proveitos no âmbito da atividade de Comercialização decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
- d) Proveitos no âmbito da atividade de Comercialização e que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização, da prestação de serviços regulados, nem da implementação de serviços opcionais.

Secção V

Informação periódica a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA

Artigo 153.º

Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, ativos, passivos e capitais próprios associados às várias atividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por atividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, de acordo com as metodologias aprovadas pela ERSE.

3A - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até dia 1 de maio de cada ano as operações realizadas com entidades do Grupo, e os respetivos montantes associados a cada atividade, Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica, de acordo com a seguinte desagregação:

- a) Breve descrição da operação.**
- b) Natureza do custo/proveito.**
- c) Entidade contraparte.**
- d) Montantes envolvidos, por atividade, e respetivos critérios de imputação, quando aplicável.**
- e) Metodologia de preço da operação.**

4 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

5 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, até 15 de junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por atividade, para o ano em curso (t-1).
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração e dos investimentos, por atividade, para o ano seguinte (t).

6 - A pormenorização da informação referida nos n.ºs 2 - e 5 - deve obedecer às normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

7 - Os valores do balanço e da demonstração de estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).

8 - Os investimentos referidos nos n.ºs 2 - e 5 -, para além dos valores em euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

9 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica relativo ao ano anterior (t-2).

10 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, os balanços de energia elétrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

11 - O balanço de energia elétrica verificado no ano anterior (t-2) referido no n.º 9 - e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia ativa por período tarifário, potência tomada, potência contratada, potência a faturar, potência em horas de ponta, energia reativa indutiva e capacitiva, por nível de tensão:

- a) Quantidades mensais de energia elétrica adquiridas a produtores vinculados.
- b) Quantidades mensais de energia elétrica adquiridas a produtores não vinculados.
- c) Entregas e fornecimentos de energia elétrica aos clientes.

12 - As energias ativa e reativa referidas nas alíneas a) do n.º 11 - devem ser discriminadas por nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.

13 - As potências referidas na alínea c) do n.º 11 - devem ser discriminadas, por trimestre, em potência tomada, potência contratada, potência a faturar e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.

14 - Para os fornecimentos de energia elétrica a clientes finais referidos na alínea a) do n.º 11 -, deve ser enviado o número de clientes discriminado, para cada mês, por tipo de cliente, por nível de tensão, por opção tarifária e por escalão de potência na BTN.

15 - Para os fornecimentos de energia elétrica a clientes finais estabelecidos na alínea a) do n.º 11 -, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 13 - e dos consumos de energia elétrica.

16 - Para efeitos de aceitação de custos relacionados com a promoção do desempenho ambiental, a concessionária do transporte e distribuição da RAA deve apresentar à ERSE um “Plano de Promoção de Desempenho Ambiental”, de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

17 - No ano anterior ao início de um novo período de regulação, para além da informação referente ao ano seguinte (t), deve ser enviada informação para cada um dos anos do novo período de regulação.

18 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE até 1 de maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO₂ atribuídas às centrais da concessionária do transporte e distribuição da RAA e as quantidades emitidas, no ano anterior (t-2).

19 - ~~Com vista à introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas, ao nível das tarifas de Acesso às Redes, a~~ A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE até 30 de abril de 2015 um Plano para a implementação de projetos piloto de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE ~~final de 2012 estudos sobre a viabilidade da introdução deste tipo de opções tarifárias, a definição das variáveis necessárias ao desenho destas opções tarifárias, bem como outras matérias relevantes para a introdução deste tipo de opções tarifárias.~~

Artigo 154.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia elétrica a produtores vinculados ao sistema público da RAA, por central.
- b) Custo unitário mensal dos diferentes combustíveis que misturados, ou não, são consumidos, isto é, o fuelóleo 380 e o gasóleo.
- c) Custo unitário mensal com o transporte dos combustíveis até à ilha da primeira descarga, custo unitário mensal com o transporte dos combustíveis desde a ilha da primeira descarga até à ilha de consumo, custos unitário mensal com a descarga dos combustíveis, custos unitário mensal com o armazenamento dos combustíveis e custos de comercialização mensais incorridos com os combustíveis adquiridos.
- d) Custos mensais de aquisição de energia elétrica a produtores não vinculados ao sistema público da RAA discriminados tendo em conta as regras de relacionamento comercial constantes no artigo 4.º do Decreto Legislativo regional n.º 26/96/A, de 24 de setembro, mencionando as quantidades adquiridas e respetivo preço de aquisição.
- e) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme relatório de execução do “Plano de Promoção de Desempenho Ambiental”, de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.
- f) Outros custos associados à atividade de aquisição de energia elétrica.
- g) Custos associados à gestão técnica global do sistema.

2 - Os custos referidos nas alíneas f) e g) do número anterior devem ser discriminados de forma a evidenciar as seguintes rubricas:

- a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.
- b) Outros custos do exercício afetos a cada atividade com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos, nomeadamente os custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos.

3 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA deve apresentar a seguinte informação complementar:

- a) Custos com o Uso da Rede de Distribuição.
- b) Custos de Comercialização.
- c) Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas.

4 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA.
- b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.
- c) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA.
- d) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento.
- e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado.

Artigo 155.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação, incluindo as amortizações do equipamento de medida.
- b) Outros custos do exercício afetos a cada função com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
- c) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme relatório de execução do “Plano de Promoção de Desempenho Ambiental”, de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.
- d) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

2 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a) Proveitos recuperados por aplicação às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão.

- b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA.
- c) Outros proveitos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.
- d) Proveitos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
- e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado compartilhado, por nível de tensão.
- f) Informação relativa aos indutores de custos utilizados na definição dos parâmetros de eficiência da atividade de distribuição.

Artigo 156.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, desagregados **por natureza que permita identificar os vários tipos de custos**, da seguinte forma:
 - ~~i) Custos comerciais relacionados com a aquisição de energia elétrica.~~
 - ~~ii) Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados.~~
 - ~~iii) Custos de faturação e de cobrança.~~
 - ~~iv) Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial.~~
- b) Custos com capital:
 - i) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.
 - ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa.
- c) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
- d) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - A concessionária do transporte e distribuição da RAA, relativamente à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a) Proveitos recuperados por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA, das tarifas de Comercialização, por nível de tensão j.
- b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA.
- c) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participativo, por nível de tensão ou tipo de cliente.
- d) Proveitos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
- e) Outros proveitos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica e que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização.

Secção VI

Informação periódica a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

Artigo 157.º

Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve apresentar à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, ativos, passivos e capitais próprios associados às várias atividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por atividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

3 - O relatório de auditoria referido no número anterior deve incluir um anexo justificativo dos ajustamentos efetuados às contas estatutárias no apuramento das contas reguladas, de acordo com as metodologias aprovadas pela ERSE.

3A - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até dia 1 de maio de cada ano as operações realizadas com entidades do Grupo, e os respetivos montantes associados a cada atividade, Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica, de acordo com a seguinte desagregação:

- a) Breve descrição da operação.
- b) Natureza do custo/proveito.
- c) Entidade contraparte.
- d) Montantes envolvidos, por atividade, e respetivos critérios de imputação, quando aplicável.
- e) Metodologia de preço da operação.

4 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 30 de junho de cada ano, as contas estatutárias, aprovadas na última Assembleia Geral, bem como a respetiva certificação legal de contas.

5 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, até 15 de junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por atividade, para o ano em curso (t-1).
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração e dos investimentos, por atividade, para o ano seguinte (t).

6 - A pormenorização da informação referida nos n.ºs 2 - e 5 - deve obedecer às normas e metodologias complementares aprovadas pela ERSE.

7 - Os valores do balanço e da demonstração de estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).

8 - Os investimentos referidos nos n.ºs 2 - e 5 -, para além dos valores em euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

9 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 1 de maio de cada ano, o balanço de energia elétrica relativo ao ano anterior (t-2).

10 -A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE, até 15 de junho de cada ano, os balanços de energia elétrica relativos ao ano em curso (t-1) e ao ano seguinte (t).

11 -O balanço de energia elétrica verificado no ano anterior (t-2) referido no n.º 9 - e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia ativa por período tarifário, potência tomada, potência contratada, potência a faturar, potência em horas de ponta, energia reativa indutiva e capacitiva, por nível de tensão:

- a) Quantidades mensais de energia elétrica adquiridas a produtores vinculados.
- b) Quantidades mensais de energia elétrica adquiridas a produtores não vinculados e a produtores em regime especial.
- c) Entregas e fornecimentos de energia elétrica a clientes.

12 - As energias ativa e reativa referidas na alínea c) do n.º 11 - devem ser discriminadas por nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.

13 - As potências referidas na alínea c) do n.º 11 - devem ser discriminadas, por trimestre, em potência tomada, potência contratada, potência a faturar e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.

14 - Para os fornecimentos de energia elétrica a clientes finais referidos na alínea c) do n.º 11 -, deve ser enviado o número de clientes discriminado, para cada mês, por tipo de cliente, por nível de tensão, por opção tarifária e por escalão de potência na BTN.

15 - Para os fornecimentos de energia elétrica a clientes finais estabelecidos na alínea c) do n.º 11 -, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 13 - e dos consumos de energia elétrica.

16 - Para efeitos de aceitação de custos relacionados com a promoção do desempenho ambiental, a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve apresentar à ERSE um “Plano de Promoção de Desempenho Ambiental”, de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

17 - No ano anterior ao início de um novo período de regulação, para além da informação referente ao ano seguinte (t), deve ser enviada informação para cada um dos anos do novo período de regulação.

18 -A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE até 1 de maio de cada ano, informação sobre as licenças de emissão de CO₂ atribuídas às centrais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e as quantidades emitidas, no ano anterior (t-2).

19 - Com vista à introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas, ao nível das tarifas de Acesso às Redes, a A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE até 30 de abril de 2015 um Plano para a implementação de projetos piloto de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE final de 2012 estudos sobre a viabilidade da introdução deste tipo de opções tarifárias, a definição das variáveis necessárias ao desenho destas opções tarifárias, bem como outras matérias relevantes para a introdução deste tipo de opções tarifárias.

Artigo 158.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia elétrica a produtores vinculados do sistema público da RAM, por central.
- b) Custo unitário mensal de aquisição dos combustíveis, custo unitário com descarga dos combustíveis, custo unitário mensal de armazenamento dos combustíveis, custo unitário mensal do transporte dos combustíveis e custos mensais de comercialização incorridos com os combustíveis adquiridos.
- c) Custos mensais de aquisição de energia elétrica a produtores não vinculados e a produtores em regime especial discriminados por tipo de centrais mencionando as quantidades adquiridas e respetivo preço de aquisição.
- d) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme relatório de execução do “Plano de Promoção de Desempenho Ambiental”, de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.
- e) Outros custos associados à atividade de aquisição de energia.
- f) Custos associados à gestão técnica global do sistema.

2 - Os custos referidos nas alíneas e) e f) do número anterior devem ser discriminados de forma a evidenciar as seguintes rubricas:

- a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.
- b) Outros custos do exercício afetos a cada atividade com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos, nomeadamente os custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos.

3 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve apresentar a seguinte informação complementar:

- a) Custos com o Uso da Rede de Distribuição.
- b) Custos de Comercialização.
- c) Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas.

4 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos recuperados por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da entidade concessionária do transporte e distribuidor da RAM.
- b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.
- c) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecurso estimado da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM.
- d) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento.
- e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado.

Artigo 159.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação, incluindo as amortizações do equipamento de medida.
- b) Outros custos do exercício afetos a cada função com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
- c) Custos incorridos com a promoção do desempenho ambiental, conforme relatório de execução do “Plano de Promoção de Desempenho Ambiental”, de acordo com o previsto na Secção VII do Capítulo IV.

d) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.

2 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a) Proveitos recuperados por aplicação às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão.
- b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM.
- c) Outros proveitos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.
- d) Proveitos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
- e) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado, por nível de tensão.
- f) Informação relativa aos indutores de custos utilizados na definição dos parâmetros de eficiência da atividade de distribuição.

Artigo 160.º

Repartição de custos e proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, desagregados **por natureza que permita identificar os vários tipos de custos**, da seguinte forma:
 - i) ~~Custos comerciais relacionados com a aquisição de energia elétrica.~~
 - ii) ~~Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados.~~
 - iii) ~~Custos de faturação e de cobrança.~~
 - iv) ~~Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial.~~

- b) Custos com capital:
 - i) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.
 - ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa.
- c) Custos decorrentes da implementação de serviços opcionais ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
- d) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, relativamente à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a) Proveitos recuperados por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, das tarifas de Comercialização, por nível de tensão.
- b) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM.
- c) Proveitos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAM decorrentes da implementação de serviços opcionais, ao abrigo do Regulamento de Relações Comerciais, com a indicação do número de ocorrências por cada tipo de serviço.
- d) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado, por nível de tensão ou tipo de cliente.
- e) Outros proveitos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica e que não resultam da aplicação da tarifa de Comercialização.

Secção VII

Fixação das Tarifas

Artigo 161.º

Balanço de energia elétrica

Os balanços previsionais de energia elétrica são sujeitos à apreciação da ERSE.

Artigo 162.º

Ativos fixos a remunerar

A ERSE, com vista à definição dos ativos fixos a remunerar, nos termos do estabelecido no Capítulo IV procede a uma análise da informação recebida, designadamente a relativa aos investimentos verificados no ano anterior (t-2), aos investimentos estimados para o ano em curso (t-1) e aos investimentos previstos para o ano seguinte (t).

Artigo 163.º

Custos e proveitos da entidade concessionária da RNT

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos aceites para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida da entidade concessionária da RNT, nos termos da Secção II do presente capítulo.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 164.º

Custos e proveitos da entidade concessionária da RND

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida da entidade concessionária da RND nos termos da Secção III do presente capítulo.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 165.º

Custos e proveitos do comercializador de último recurso

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida do comercializador de último recurso, nos termos da Secção IV do presente capítulo.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 166.º

Custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, nos termos da Secção V do presente capítulo.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 167.º

Custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, nos termos da Secção VI do presente capítulo.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Artigo 168.º

Fixação das tarifas

1 - A ERSE estabelece o valor dos proveitos permitidos para cada uma das atividades da entidade concessionária da RNT, entidade concessionária da RND, do comercializador de último recurso, da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, até 15 de outubro de cada ano.

2 - A ERSE elabora proposta de tarifas reguladas para o ano seguinte, até 15 de outubro de cada ano.

3 - A ERSE envia a proposta à Autoridade da Concorrência e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

4 - A ERSE envia a proposta ao Conselho Tarifário, para efeitos de emissão de parecer.

5 - A proposta referida no n.º 2 - é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND e ao comercializador de último recurso, bem como à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

6 - O Conselho Tarifário emite o parecer sobre a proposta tarifária até 15 de novembro.

7 - A ERSE, tendo em atenção os eventuais comentários e sugestões da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e o parecer do Conselho Tarifário, procede à aprovação do tarifário para o ano seguinte.

8 - A ERSE envia o tarifário aprovado nos termos do número anterior para a Imprensa Nacional, com vista à sua publicação até 15 de dezembro, no Diário da República, II Série, bem como nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

9 - A ERSE procede, igualmente, à divulgação do parecer do Conselho Tarifário, acompanhado de uma nota explicativa das razões de eventual não consideração de propostas constantes do parecer, através da sua página na internet.

10 - A ERSE procede também à divulgação a todos os interessados das tarifas e preços através de brochuras.

Artigo 169.º

Tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação

1 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 173.º, define os ativos da entidade concessionária da RNT a remunerar e os custos e os proveitos relevantes para a fixação das tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação.

2 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 173.º, define os ativos da entidade concessionária da RND e os custos e proveitos relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

3 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 173.º, define os ativos do comercializador de último recurso e os custos e proveitos relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

4 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 173.º, define os ativos da concessionária do transporte e distribuição da RAA e os custos e proveitos relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

5 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 173.º, define os ativos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e os custos e proveitos relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

6 - A apreciação da informação apresentada nos termos dos números anteriores conduz a uma definição dos valores a adotar na fixação das tarifas do primeiro ano do novo período de regulação (t) até 15 de outubro.

7 - O disposto no artigo anterior é aplicável à fixação das tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação.

8 - Havendo motivos suficientes, a ERSE pode alterar as datas previstas neste artigo.

Secção VIII

Fixação excecional das tarifas

Artigo 170.º

Início do processo

1 - A ERSE, em qualquer momento, pode iniciar um processo de alteração das tarifas, por sua iniciativa ou na sequência de aceitação de pedido apresentado pela entidade concessionária da RNT, pela entidade concessionária da RND, pelo comercializador de último recurso, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM ou por associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho.

2 - O processo de alteração das tarifas fora do período normal estabelecido na Secção VII do presente capítulo pode ocorrer se, nomeadamente, no decorrer de um determinado ano o montante previsto de proveitos resultantes da aplicação de uma ou mais tarifas reguladas nesse ano se afastar significativamente do montante que serviu de base ao estabelecimento das referidas tarifas, pondo em risco o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas no curto prazo.

3 - As novas tarifas são estabelecidas para o período que decorre até ao fim do ano em curso.

4 - A ERSE dá conhecimento da decisão de iniciar uma revisão excecional das tarifas à Autoridade da Concorrência, aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA, à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e às associações de consumidores.

Artigo 171.º

Fixação das tarifas

1 - A ERSE solicita à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM a informação que considera necessária ao estabelecimento das novas tarifas.

2 - A ERSE, com base na informação referida no número anterior, elabora proposta de novas tarifas.

3 - A ERSE envia à Autoridade da Concorrência e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a proposta de novas tarifas referida no número anterior.

4 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário a proposta de novas tarifas referida no n.º 2 -, para emissão de parecer.

5 - A proposta referida no n.º 2 - é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND e ao comercializador de último recurso, bem como à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

6 - O Conselho Tarifário emite o parecer sobre a proposta tarifária no prazo máximo de 30 dias contínuos após receção da proposta.

7 - A ERSE, tendo em atenção os eventuais comentários e sugestões da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e o parecer do Conselho Tarifário, procede à aprovação final das novas tarifas.

8 - A ERSE envia as tarifas aprovadas nos termos do número anterior para a Imprensa Nacional, com vista a publicação no Diário da República, II Série, bem como nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

9 - A ERSE procede, igualmente, à divulgação do parecer do Conselho Tarifário, acompanhada de uma nota explicativa das razões de eventual não consideração de propostas constantes do parecer.

Secção IX

Fixação dos parâmetros para novo período de regulação

Artigo 172.º

Balanço de energia elétrica

1 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até 1 de maio do ano anterior ao início de um novo período de regulação, o balanço de energia elétrica referente ao ano anterior (t-2).

2 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até 15 de junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, os balanços de energia elétrica referentes ao ano em curso (t-1) e a cada um dos anos do período de regulação.

3 - Os balanços de energia elétrica apresentados por cada entidade devem referir-se apenas às atividades desenvolvidas pela respetiva entidade e devem conter toda a informação necessária para a aplicação do presente Regulamento.

4 - Os balanços previsionais de energia elétrica, apresentados de acordo com o previsto nos artigos anteriores, são sujeitos à apreciação da ERSE.

Artigo 173.º

Informação económico-financeira

1 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM devem enviar à ERSE, até 1 de maio do ano anterior ao início de um novo período de regulação, as contas reguladas verificadas no ano anterior (t-2), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por atividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação observam o estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

2 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do

transporte e distribuidor vinculado da RAM enviam à ERSE, até 15 de junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, a seguinte informação:

- a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e do orçamento de investimentos, por atividade, para o ano em curso (t-1).
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e dos investimentos, por atividade, para cada um dos anos do novo período de regulação.
- c) Informação relativa aos indutores de custos utilizados na definição dos parâmetros de eficiência de cada atividade, para cada um dos anos do período de regulação.

3 - Os valores do balanço, da demonstração de resultados e da demonstração de fluxos de caixa estimados para o ano em curso (t-1) e previstos para cada um dos anos do período de regulação são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso (t-1).

4 - Os investimentos referidos nos n.ºs 1 - e 2 -, para além dos valores em euros, são acompanhados por uma adequada caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração das obras mais significativas.

5 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de maio do ano anterior ao início de cada período de regulação, para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica, toda a informação sobre investimentos separada por rede convencionalis e rede inteligente de carácter inovador, para cada um dos anos do período de regulação.

~~6 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE até 1 de maio do ano anterior ao início de cada período de regulação uma proposta com a caracterização do investimento com vista à separação entre convencional e com carácter inovador, que incluirão obrigatoriamente a maturidade das novas tecnologias e o risco tecnológico associado.~~

7 - A entidade concessionária da RND deve enviar à ERSE, até 1 de maio do ano anterior ao início de cada período de regulação uma proposta com a caracterização e descrição do investimento em rede inteligente da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, desagregada pelos projetos principais, que inclua as seguintes informações:

- a) Os objetivos de investimento em rede inteligente com carácter inovador;
 - a1) Os riscos tecnológicos ou aplicativos identificados;
- b) A previsão da potencial redução dos custos operacionais e o horizonte temporal em que ocorrerão;
- c) As melhorias de operação e gestão da rede;

d) Os benefícios que o projeto proporciona ao SEN.

Artigo 174.º

Fixação dos valores dos parâmetros

- 1 - A ERSE, com base na informação disponível, designadamente a informação recebida nos termos dos artigos anteriores, estabelece valores para os parâmetros referidos nos n.ºs 2 - e 3 - do Artigo 139.º.
- 2 - A ERSE envia à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, os valores dos parâmetros estabelecidos.
- 3 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário os valores dos parâmetros, para efeitos de emissão de parecer.
- 4 - O Conselho Tarifário emite parecer no prazo máximo de 30 dias contínuos.
- 5 - O parecer do Conselho Tarifário é tornado público pela ERSE.
- 6 - Havendo motivos suficientes, a ERSE pode alterar as datas previstas neste artigo.

Secção X

Revisão excepcional dos parâmetros de um período de regulação

Artigo 175.º

Início do processo

- 1 - A ERSE, em qualquer momento, pode iniciar um processo de alteração dos parâmetros relativos a um período de regulação em curso, por sua iniciativa ou na sequência de aceitação de pedido apresentado pela entidade concessionária da RNT, ou pela entidade concessionária da RND, ou pelo comercializador de último recurso, ou pela concessionária do transporte e distribuição da RAA, ou pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.
- 2 - A ERSE dá conhecimento da sua intenção de iniciar uma revisão excepcional dos parâmetros ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, indicando as razões justificativas da iniciativa.

3 - O Conselho Tarifário emite parecer sobre a proposta da ERSE, no prazo de 30 dias contínuos.

4 - A entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND, o comercializador de último recurso, a concessionária do transporte e distribuição da RAA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM podem enviar à ERSE comentários à proposta referida no n.º 2 -, no prazo de 30 dias contínuos.

5 - A ERSE, com base nas respostas recebidas nos termos dos artigos anteriores, decide se deve prosseguir o processo de revisão excepcional dos parâmetros.

6 - A ERSE dá conhecimento da sua decisão ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA, à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e às associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho.

Artigo 176.º

Fixação dos novos valores dos parâmetros

1 - No caso de a ERSE decidir prosseguir o processo de revisão, com vista ao estabelecimento dos novos valores para os parâmetros, solicita a informação necessária à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

2 - A ERSE, com base na informação disponível, estabelece os novos valores para os parâmetros.

3 - A ERSE envia os valores estabelecidos nos termos do número anterior à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

4 - As entidades referidas no número anterior enviam, no prazo de 30 dias contínuos, comentários aos valores estabelecidos pela ERSE.

5 - A ERSE analisa os comentários recebidos, revendo eventualmente os valores estabelecidos, no prazo de 15 dias contínuos.

6 - A ERSE envia à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à

concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM os novos valores estabelecidos nos termos do número anterior.

7 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário os valores estabelecidos nos termos do n.º 5 -, para efeitos de emissão do parecer.

8 - O Conselho Tarifário emite parecer no prazo máximo de 30 dias contínuos.

9 - A ERSE estabelece os valores definitivos no prazo de 15 dias contínuos depois de receber o parecer do Conselho Tarifário, enviando-os à entidade concessionária da RNT, à entidade concessionária da RND, ao comercializador de último recurso, à concessionária do transporte e distribuição da RAA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e às associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de julho.

10 - O parecer do Conselho Tarifário é tornado público pela ERSE.

Secção XI

Procedimentos de garantia dos pressupostos regulatórios nas concessões de distribuição

Artigo 177.º

Início do processo

1 - O disposto na presente Secção aplica-se quando ocorrer uma das seguintes situações:

- a) A distribuição de energia elétrica em BT num dado concelho deixar de ser efetuada pela entidade concessionária da RND, levando à emissão de uma concessão de distribuição em BT.
- b) A distribuição de energia elétrica em BT num dado concelho deixar de ser efetuada pelo distribuidor em BT, passando a ser efetuada pela entidade concessionária da RND.
- c) O equilíbrio económico-financeiro de um concessionário de distribuição em BT não estiver assegurado.

2 - A entidade concessionária da RND informa a ERSE da separação ou integração da distribuição em BT no concelho em causa.

3 - A ERSE informa o Conselho Tarifário, a entidade concessionária da RNT, a entidade concessionária da RND e o concessionário de distribuição em BT.

Artigo 178.º

Definição da solução a adotar

- 1 - A ERSE analisa o impacto da alteração de concessões na situação económico-financeira das empresas em causa, solicitando toda a informação necessária.
- 2 - A ERSE, face à análise referida no número anterior, decide qual a medida que considera mais adequada, podendo esta consistir, designadamente, na:
 - a) Definição de uma tarifa específica.
 - b) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de introduzir um mecanismo de compensação entre distribuidores que tenha em conta os diferentes custos de distribuição, mantendo a uniformidade tarifária.
 - c) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de alterar as fórmulas que determinam o montante de proveitos a serem proporcionados pelas tarifas.
 - d) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de introduzir outras medidas julgadas necessárias.
- 3 - A ERSE informa o Conselho Tarifário das medidas que considera mais adequadas.
- 4 - O Conselho Tarifário emite parecer sobre as medidas propostas pela ERSE, no prazo de 30 dias contínuos.
- 5 - A ERSE decide quais as medidas a tomar, tendo em atenção o parecer do Conselho Tarifário.
- 6 - A ERSE torna público o parecer do Conselho Tarifário.

Artigo 179.º

Medidas sem alteração do Regulamento Tarifário

- 1 - No caso de optar pela definição de uma tarifa específica, implicando a substituição das tarifas referidas nos n.ºs 4 -e 5 -do Artigo 21.º, a ERSE procede à definição da respetiva tarifa, solicitando a informação que considerar necessária.
- 2 - A ERSE dá conhecimento da tarifa estabelecida aos distribuidores envolvidos, solicitando eventuais comentários no prazo de 30 dias contínuos.
- 3 - A ERSE dá também conhecimento da tarifa ao Conselho Tarifário, solicitando parecer no prazo de 30 dias contínuos.

4 - A ERSE fixa a tarifa definitiva, tendo em atenção o parecer do Conselho Tarifário e os comentários recebidos.

Secção XII

Documentos complementares ao Regulamento Tarifário

Artigo 180.º

Documentos

Sem prejuízo de outros documentos estabelecidos no presente Regulamento, são previstos os seguintes documentos complementares decorrentes das disposições deste Regulamento:

- a) Tarifas em vigor, a publicar nos termos da lei, no Diário da República, II Série e nos jornais oficiais das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
- b) Parâmetros estabelecidos para cada período de regulação.
- c) Normas e metodologias complementares.

Artigo 181.º

Elaboração e divulgação

1 - Sempre que a ERSE entender que se torna necessário elaborar um documento explicitando regras ou metodologias necessárias para satisfação do determinado no presente Regulamento, informa o Conselho Tarifário da sua intenção de proceder à respetiva publicação.

2 - A ERSE dá também conhecimento às entidades afetadas, solicitando a sua colaboração.

3 - Os documentos referidos no número anterior são tornados públicos, nomeadamente através da página da ERSE na internet.

Capítulo VII

Garantias administrativas e reclamações

Secção I

Garantias administrativas

Artigo 182.º

Admissibilidade de petições, queixas e denúncias

Sem prejuízo do recurso aos tribunais, as entidades interessadas podem apresentar junto da ERSE quaisquer petições, queixas ou denúncias contra ações ou omissões das entidades reguladas que intervêm no SEN, que possam constituir inobservância das regras previstas no presente Regulamento e não revistam natureza contratual.

Artigo 183.º

Forma e formalidades

As petições, queixas ou denúncias, previstas no artigo anterior, são dirigidas por escrito à ERSE, devendo das mesmas constar obrigatoriamente os fundamentos de facto que as justificam, bem como, sempre que possível, os meios de prova necessários à sua instrução.

Artigo 184.º

Instrução e decisão

À instrução e decisão sobre as petições, queixas ou denúncias apresentadas aplicam-se as disposições constantes do Código do Procedimento Administrativo.

Capítulo VIII

Disposições finais e transitórias

Secção I

Disposições transitórias

Artigo 185.º

Ajustamentos transitórios

Nos dois primeiros anos de implementação **aplicação** deste Regulamento, os ajustamentos referidos no Capítulo IV deverão ser calculados de acordo com o Regulamento Tarifário, na redação que lhe foi dada pelo ~~Despacho n.º 27 599/2009, de 24 de dezembro e as alterações introduzidas pelo Despacho n.º 19 059/2010, de 23 de dezembro~~ **Regulamento n.º 496/2011, de 19 de agosto com as alterações que lhe foram introduzidas pela Diretiva n.º 6/2011, de 22 de dezembro e pela Diretiva n.º 1/2014, de 3 de janeiro.** A atualização financeira é calculada ao abrigo do atual Regulamento.

Artigo 186.º

~~Tarifas de Venda a Clientes Finais transitórias em BTN de iluminação pública~~

- ~~1— Em 2012, continuam a vigorar transitoriamente em Portugal continental e nas regiões Autónomas as tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN de iluminação pública.~~
- ~~2— A opção tarifária de iluminação pública é composta unicamente pelo preço de energia ativa sem diferenciação horária.~~
- ~~3— Nas entregas a clientes de iluminação pública os preços de potência contratada das diversas tarifas por atividade são convertidos em preços de energia ativa, sem diferenciação horária.~~

Artigo 187.º

~~Escalões de potência transitórios das Tarifas de Venda a Clientes Finais na RAA e na RAM~~

- ~~1— Em 2012, continuam a vigorar transitoriamente na Região Autónoma dos Açores os escalões de potência de 55,2 kVA, 69,0 kVA, 103,5 kVA, 110,4 kVA, 138,0 kVA, 172,5 kVA, 207,0 kVA e 215,0 kVA das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN tri-horárias, para os clientes que por falta de instalação dos equipamentos de medida necessários ainda não tiverem migrado para BTE.~~

~~2— Em 2012, continuam a vigorar transitoriamente na Região Autónoma da Madeira os escalões de potência de 51,75 kVA e 62,1 kVA das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN tri-horárias, para os clientes que por falta de instalação dos equipamentos de medida necessários ainda não tiverem migrado para BTE.~~

Artigo 188.º

Custos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

A definição dos parâmetros previstos no Artigo 88.º fica dependente de uma avaliação sobre as condições de funcionamento do mercado de eletricidade, a realizar pela ERSE, até 15 de outubro de cada ano, no âmbito do processo de fixação das tarifas para vigorarem no ano seguinte.

~~Artigo 188-A.º~~

~~Ajustamento extraordinário da parcela acerto CMEC~~

~~1— Nos termos do definido no n.º1 do artigo 2º do Decreto-Lei 109/2011, de 18 de novembro, a parcela de acerto dos CMEC relativa a 2010 é diferida exceccionalmente para 2013 mediante a aplicação da taxa definida no n.º 3 do artigo 2º do referido Decreto-Lei.~~

~~2— Os proveitos referidos no número anterior constituem um ajustamento tarifário a recuperar em 2013 nos proveitos permitidos da atividade de compra e venda de acesso à rede de transporte do operador da rede de distribuição, suscetível de serem transmitidos nos termos previstos nos artigos 3.º do Decreto-Lei n.º 237 B/2006, de 18 de dezembro e 5.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto.~~

~~3— O montante a que se refere o número anterior deve ser transferido pelo operador da rede de distribuição em valores mensais em regime de duodécimos no prazo de 25 dias a contar do último dia do mês a que dizem respeito.~~

Secção II

Disposições finais

Artigo 189.º

Pareceres interpretativos da ERSE

- 1 - As entidades que integram os sistemas elétricos públicos podem solicitar à ERSE pareceres interpretativos sobre a aplicação do presente Regulamento.
- 2 - Os pareceres emitidos nos termos do número anterior não têm carácter vinculativo.
- 3 - As entidades que solicitarem os pareceres não estão obrigadas a seguir as orientações contidas nos mesmos, sendo tal circunstância levada em consideração no julgamento das petições, queixas ou denúncias.
- 4 - O disposto no número anterior não prejudica a prestação de informações referentes à aplicação do presente Regulamento às entidades interessadas, designadamente aos consumidores.

Artigo 190.º

Norma remissiva

Aos procedimentos administrativos previstos neste Regulamento e não especificamente regulados aplicam-se as disposições do Código de Procedimento Administrativo.

Artigo 191.º

Fiscalização e aplicação do Regulamento

~~1 - A fiscalização e aplicação do cumprimento do disposto no presente Regulamento é da competência da ERSE.~~

1A- A fiscalização da aplicação do cumprimento do disposto no presente regulamento integra as competências da ERSE, nos termos dos seus Estatutos e demais legislação aplicável.

~~2 - No âmbito da fiscalização deste Regulamento, a ERSE goza das prerrogativas que lhe são conferidas pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, e estatutos anexos ao mesmo diploma, e pelo Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de março.~~

2A - Para efeitos do disposto no número anterior, as ações de fiscalização devem ser realizadas em execução de planos previamente aprovados pela ERSE e sempre que se considere necessário para assegurar a verificação das condições de funcionamento do SEN.

3 - A ERSE aprovará as normas e os procedimentos aplicáveis às ações de fiscalização realizadas diretamente ou mediante uma terceira entidade, designadamente às auditorias previstas e necessárias nos termos do presente regulamento e legislação em vigor, sem prejuízo do previsto no Artigo 15.º.

Artigo 191-A.º

Regime sancionatório

1 - A inobservância das disposições estabelecidas no presente regulamento está sujeita ao regime sancionatório da ERSE, considerando, designadamente, o disposto no artigo 28.º da Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

2 - Toda a informação e documentação obtida no âmbito da aplicação do presente regulamento, incluindo a resultante de auditorias, inspeções, petições, queixas, denúncias e reclamações, pode ser utilizada para efeitos de regime sancionatório nos termos previstos na Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

Artigo 192.º

Entrada em vigor

As disposições do presente regulamento entram em vigor no dia seguinte ao da data de publicação deste regulamento.