

ÍNDICE

Capítulo I Disposições e princípios gerais	1
Artigo 1.º Objecto	1
Artigo 2.º Âmbito	1
Artigo 3.º Siglas e definições	2
Artigo 4.º Prazos	5
Artigo 5.º Princípios gerais.....	5
Capítulo II Actividades e contas das empresas reguladas.....	7
Artigo 6.º Definição das actividades da entidade concessionária da RNT	7
Artigo 7.º Definição das actividades dos distribuidores vinculados	7
Artigo 8.º Definição das actividades da concessionária do transporte e distribuição do SEPA	8
Artigo 9.º Definição das actividades da concessionária do transporte e do distribuidor vinculado do SEPM	9
Artigo 10.º Contas reguladas	10
Capítulo III Tarifas reguladas.....	11
Secção I Disposições gerais	12
Artigo 11.º Definição das Tarifas.....	12
Artigo 12.º Fixação das tarifas	13
Secção II Estrutura do tarifário em Portugal Continental	14
Artigo 13.º Tarifas e proveitos.....	14
Artigo 14.º Tarifas a aplicar aos clientes do SEP.....	17
Artigo 15.º Tarifas a aplicar aos clientes não vinculados.....	19
Artigo 16.º Tarifas a aplicar nos fornecimentos da entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT	20
Artigo 17.º Tarifas a aplicar nos fornecimentos do distribuidor vinculado em MT e AT aos distribuidores vinculados em BT.....	20

Artigo 18.º Tarifas a aplicar ao distribuidor vinculado em MT e AT pela aquisição de energia eléctrica no âmbito da parcela livre	21
Artigo 19.º Estrutura geral das tarifas	21
Secção III Estrutura do tarifário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.	27
Artigo 20.º Estrutura geral das tarifas de venda a clientes finais do SEPA e do SEPM.....	27
Artigo 21.º Estrutura geral das tarifas reguladas a aplicar aos clientes não vinculados	28
Secção IV Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP	29
Artigo 22.º Objecto	29
Artigo 23.º Âmbito	29
Artigo 24.º Estrutura geral.....	29
Artigo 25.º Opções tarifárias	30
Artigo 26.º Estrutura geral das opções tarifárias de MAT, AT, MT e BTE	32
Artigo 27.º Estrutura geral das opções tarifárias de BTN	33
Artigo 28.º Períodos tarifários	34
Secção V Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA	36
Artigo 29.º Objecto	36
Artigo 30.º Âmbito	36
Artigo 31.º Estrutura geral.....	36
Artigo 32.º Opções tarifárias	37
Artigo 33.º Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE	38
Artigo 34.º Estrutura geral das opções tarifárias de BTN	39
Artigo 35.º Períodos tarifários	40
Secção VI Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM.....	42
Artigo 36.º Objecto	42
Artigo 37.º Âmbito	42
Artigo 38.º Estrutura geral.....	42

Artigo 39.º Opções tarifárias	42
Artigo 40.º Estrutura geral das opções tarifárias de AT, MT e BTE	44
Artigo 41.º Estrutura geral das opções tarifárias de BTN	45
Artigo 42.º Períodos tarifários	46
Secção VII Tarifa de Energia e Potência	48
Artigo 43.º Objecto	48
Artigo 44.º Âmbito	48
Artigo 45.º Estrutura geral.....	48
Artigo 46.º Conversão da tarifa de Energia e Potência para os vários níveis de tensão	49
Artigo 47.º Períodos tarifários	50
Artigo 48.º Potência em horas de ponta e energia activa a facturar	51
Secção VIII Tarifa de Uso Global do Sistema	52
Artigo 49.º Objecto	52
Artigo 50.º Estrutura geral.....	52
Artigo 51.º Conversão da tarifa de Uso Global do Sistema para os vários níveis de tensão	52
Artigo 52.º Períodos tarifários	53
Artigo 53.º Energia activa a facturar	54
Secção IX Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	55
Artigo 54.º Objecto	55
Artigo 55.º Estrutura geral.....	55
Artigo 56.º Conversão das tarifas de Uso da Rede de Transporte para os vários níveis de tensão.....	56
Artigo 57.º Períodos tarifários	57
Artigo 58.º Potência em horas de ponta, potência contratada e energia reactiva a facturar.....	58
Secção X Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	59

Artigo 59.º Objecto	59
Artigo 60.º Estrutura geral.....	59
Artigo 61.º Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	59
Artigo 62.º Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT para os níveis de tensão de MT e BT	60
Artigo 63.º Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	61
Artigo 64.º Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT para o nível de tensão de BT	62
Artigo 65.º Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	63
Artigo 66.º Períodos tarifários	64
Artigo 67.º Potência em horas de ponta, potência contratada e energia reactiva a facturar.....	64
Secção XI Tarifas de Comercialização de Redes	65
Artigo 68.º Objecto	65
Artigo 69.º Estrutura geral.....	65
Secção XII Tarifas de Comercialização no SEP	66
Artigo 70.º Objecto	66
Artigo 71.º Estrutura geral.....	66
Capítulo IV Proveitos das actividades reguladas.....	67
Secção I Proveitos da entidade concessionária da RNT	68
Artigo 72.º Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	68
Artigo 73.º Proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema	77
Artigo 74.º Proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica.....	81
Artigo 75.º Encargos mensais da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.....	83
Secção II Proveitos do Distribuidor Vinculado	88
Artigo 76.º Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	88
Artigo 77.º Proveitos da actividade de Comercialização de Redes	92
Artigo 78.º Proveitos da actividade de Comercialização no SEP	94

Artigo 79.º Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos clientes do SEP	96
Artigo 80.º Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema aos clientes	100
Artigo 81.º Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte aos clientes.....	101
Secção III Proveitos da concessionária do transporte e distribuição do SEPA	102
Artigo 82.º Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA.....	102
Artigo 83.º Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA.	105
Artigo 84.º Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA.....	107
Artigo 85.º Custo com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores	109
Secção IV Proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.....	112
Artigo 86.º Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAM	112
Artigo 87.º Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAM	116
Artigo 88.º Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAM.....	118
Artigo 89.º Custo com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	120
Secção V Mecanismo de limitação dos acréscimos em BT	122
Artigo 90.º Limitação dos acréscimos em BT	122
Artigo 91.º Mecanismo de limitação.....	122
Artigo 92.º Regime excepcional.....	125
Capítulo V Processo de cálculo das tarifas reguladas	126
Secção I Metodologia de cálculo da Tarifa de Energia e Potência	127
Artigo 93.º Afectação dos proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Energia e Potência	127

Artigo 94.º Metodologia de cálculo da tarifa de Energia e Potência a aplicar aos fornecimentos de BT	130
Artigo 95.º Metodologia de cálculo da tarifa de Energia e Potência a aplicar aos fornecimentos de MAT, AT e MT	131
Artigo 96.º Estrutura dos custos marginais de energia	135
Secção II Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema	138
Artigo 97.º Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT	138
Artigo 98.º Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes do SEP e a clientes não vinculados	139
Secção III Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	141
Artigo 99.º Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT	141
Artigo 100.º Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes do SEP e a clientes não vinculados	143
Secção IV Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.....	146
Artigo 101.º Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes do SEP e a clientes não vinculados.....	146
Secção V Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização de Redes.....	150
Artigo 102.º Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização de Redes a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes do SEP e a clientes não vinculados.....	150
Secção VI Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização no SEP.....	152
Artigo 103.º Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização no SEP a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes do SEP.....	152
Secção VII Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP	154

Artigo 104.º Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP.....	154
Artigo 105.º Mecanismo de convergência para tarifas aditivas	157
Artigo 106.º Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo no SEP	160
Artigo 107.º Mecanismo de limitação dos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP resultantes da convergência do tarifário às regiões autónomas dos Açores e da Madeira	163
Artigo 108.º Mecanismo de extinção dos descontos	164
Secção VIII Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA	166
Artigo 109.º Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA	166
Artigo 110.º Mecanismo de convergência para tarifas aditivas no SEPA.....	168
Artigo 111.º Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo no SEPA.....	171
Artigo 112.º Mecanismo de Limitação dos Acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA.....	173
Artigo 113.º Regime de aplicação transitória de descontos no SEPA	174
Secção IX Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM.....	175
Artigo 114.º Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM.....	175
Artigo 115.º Mecanismo de convergência para tarifas aditivas no SEPM	178
Artigo 116.º Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo no SEPM	180
Artigo 117.º Mecanismo de Limitação dos Acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM	182
Artigo 118.º Regime de aplicação transitória de descontos no SEPM	183
Capítulo VI Procedimentos	185
Secção I Disposições Gerais	186

Artigo 119.º Frequência de fixação das tarifas	186
Artigo 120.º Período de regulação	186
Secção II Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT.....	188
Artigo 121.º Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT.....	188
Artigo 122.º Repartição de custos e proveitos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.....	190
Artigo 123.º Repartição de custos e proveitos na actividade de Gestão Global do Sistema	191
Artigo 124.º Repartição de custos e proveitos na actividade de Transporte de Energia Eléctrica.....	192
Secção III Informação periódica a fornecer à ERSE pelos distribuidores vinculados.....	193
Artigo 125.º Informação a fornecer à ERSE pelos distribuidores vinculados	193
Artigo 126.º Repartição de custos e proveitos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	195
Artigo 127.º Repartição de custos e proveitos na actividade de Comercialização de Redes.....	196
Artigo 128.º Repartição de custos e proveitos na actividade de Comercialização no SEP	197
Artigo 129.º Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica.....	198
Secção IV Informação periódica a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA.....	200
Artigo 130.º Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA	200
Artigo 131.º Repartição de custos e proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA.....	201
Artigo 132.º Repartição de custos e proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA	203
Artigo 133.º Repartição de custos e proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA	203

Secção V Informação periódica a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.....	205
Artigo 134.º Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.....	205
Artigo 135.º Repartição de custos e proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAM	206
Artigo 136.º Repartição de custos e proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAM.....	208
Artigo 137.º Repartição de custos e proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAM.....	209
Secção VI Fixação das Tarifas.....	211
Artigo 138.º Balanço de energia eléctrica	211
Artigo 139.º Activos fixos a remunerar da entidade concessionária da RNT.....	211
Artigo 140.º Custos e proveitos da entidade concessionária da RNT	211
Artigo 141.º Custos e proveitos dos distribuidores vinculados	212
Artigo 142.º Custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuição do SEPA	212
Artigo 143.º Custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.....	212
Artigo 144.º Fixação das tarifas	213
Artigo 145.º Tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação em Portugal Continental	214
Secção VII Fixação excepcional das tarifas.....	215
Artigo 146.º Início do processo	215
Artigo 147.º Fixação das tarifas	215
Secção VIII Fixação dos parâmetros para novo período de regulação em Portugal Continental.....	217
Artigo 148.º Balanço de energia eléctrica	217
Artigo 149.º Informação económico-financeira	217
Artigo 150.º Fixação dos valores dos parâmetros	218

Secção IX Revisão excepcional dos parâmetros de um período de regulação em Portugal Continental	219
Artigo 151.º Início do processo	219
Artigo 152.º Fixação dos novos valores dos parâmetros	219
Secção X Procedimentos decorrentes de alteração nas licenças de distribuição vinculada do SEP	221
Artigo 153.º Início do processo	221
Artigo 154.º Definição da solução a adoptar	221
Artigo 155.º Medidas sem alteração do Regulamento Tarifário	222
Secção XI Documentos complementares ao Regulamento Tarifário	223
Artigo 156.º Documentos	223
Artigo 157.º Elaboração e divulgação	223
Capítulo VII Garantias administrativas e reclamações	224
Secção I Garantias administrativas	225
Artigo 158.º Admissibilidade de petições, queixas ou reclamações	225
Artigo 159.º Forma e formalidades da apresentação	225
Artigo 160.º Instrução	225
Artigo 161.º Decisões da ERSE	226
Artigo 162.º Impugnação das decisões da ERSE	226
Capítulo VIII Disposições finais	227
Artigo 163.º Pareceres interpretativos da ERSE	227
Artigo 164.º Norma remissiva	227
Artigo 165.º Fiscalização e aplicação do Regulamento	227
Artigo 166.º Entrada em vigor	227
ANEXO - Disposições transitórias	229

Capítulo I

Disposições e princípios gerais

Artigo 1.º

Objecto

1 - O presente Regulamento, editado ao abrigo do n.º 1 do Artigo n.º 4 do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, com a redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro e do Artigo n.º 6 do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, estabelece as disposições aplicáveis aos critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia eléctrica a prestar pelas entidades por ele abrangidas, à definição das tarifas reguladas e respectiva estrutura, ao processo de cálculo e determinação das tarifas, à determinação dos proveitos permitidos, aos procedimentos a adoptar para a fixação das tarifas, sua alteração e publicitação, às obrigações das entidades do SEP, SEPA e SEPM, nomeadamente em matéria de prestação de informação.

2 - O presente diploma estabelece ainda as disposições específicas aplicáveis à convergência tarifária dos Sistemas Eléctricos Públicos do Continente 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) Fornecimentos da entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT.
 - ii) Fornecimentos do distribuidor vinculado em MT e AT aos distribuidores vinculados em BT.
 - iii) Fornecimentos dos distribuidores vinculados aos clientes finais.
 - iv) Utilização das redes da entidade concessionária da RNT.
 - v) Utilização das redes do distribuidor vinculado em MT e AT.
 - vi) Utilização das redes dos distribuidores vinculados em BT.
- b) Na Região Autónoma dos Açores:

- i) Fornecimentos da concessionária do transporte e distribuição do SEPA aos clientes finais.
- ii) Utilização das redes da concessionária do transporte e distribuição do SEPA.
- c) Na Região Autónoma da Madeira:
 - i) Fornecimentos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM aos clientes finais.
 - ii) Utilização das redes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

2 - Estão abrangidas pelo âmbito de aplicação do presente Regulamento as seguintes entidades:

- a) A entidade concessionária da RNT.
- b) O distribuidor vinculado em MT e AT.
- c) Os distribuidores vinculados em BT.
- d) A concessionária do transporte e distribuição do SEPA.
- e) A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.
- f) Os clientes do SEP, do SEPA e do SEPM.
- g) Os produtores e clientes não vinculados ligados às redes do SEP, do SEPA e do SEPM.
- h) Os co-geradores que pretendam exercer o direito de fornecer energia eléctrica por acesso às redes, bem como as entidades que sejam por eles abastecidas, nos termos do previsto no Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro.

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) CAE – Contrato de Aquisição de Energia.
- d) DGCC – Direcção-Geral do Comércio e da Concorrência.
- e) DGE – Direcção-Geral de Energia.

- f) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- g) INE – Instituto Nacional de Estatística.
- h) IVA – Imposto sobre o Valor Acrescentado.
- 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) RNT – Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.
- o) SEI – Sistema Eléctrico Independente.
- p) SEIA – Sistema Eléctrico Independente dos Açores.
- q) SEIM – Sistema Eléctrico Independente da Madeira.
- r) SENV – Sistema Eléctrico não Vinculado.
- s) SENVA – Sistema Eléctrico não Vinculado dos Açores.
- t) SENVM – Sistema Eléctrico não Vinculado da Madeira.
- u) SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público.
- v) SEPA – Sistema Eléctrico de Serviço Público dos Açores.
- w) SEPM – Sistema Eléctrico de Serviço Público da Madeira.

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

- a) Acordo de acesso e operação das redes – acordo que tem por objecto as condições técnicas e comerciais necessárias ao uso das redes do SEP, do SEPA e do SEPM, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.
- b) Activo fixo – imobilizados corpóreo e incorpóreo, conforme definidos no âmbito do Plano Oficial de Contabilidade (POC).
- c) Ajustamento para perdas – mecanismo que relaciona a energia eléctrica medida num ponto da rede com as perdas que o seu trânsito origina, a partir de um outro ponto.
- d) Concessionária do transporte e distribuição do SEPA – entidade titular da concessão do transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores.

- e) Concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM – entidade titular da concessão do transporte e da licença vinculada de distribuição de energia eléctrica na Região Autónoma da Madeira.
- f) Consumos sazonais – consumos referentes a actividades económicas que apresentem pelo menos cinco meses consecutivos de ausência de consumo num período anual, excluindo-se, nomeadamente, consumos referentes a casas de habitação.
- g) Contrato de Garantia de Abastecimento no SEP – contrato celebrado entre a entidade concessionária da RNT e um agente de ofertas fornecedor de energia eléctrica através de contratos bilaterais físicos, mediante o qual a primeira se compromete a garantir um determinado abastecimento de energia eléctrica, sob determinadas condições.
- h) Contrato de Garantia de Abastecimento no SEPA e SEPM – contrato celebrado entre a concessionária do transporte e distribuição do SEPA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM e um fornecedor de energia eléctrica através de contratos bilaterais físicos, mediante o qual a primeira se compromete a garantir um determinado abastecimento de energia eléctrica, sob determinadas condições
- i) Distribuidor vinculado – entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica.
- j) Entrega de energia eléctrica – alimentação física de energia eléctrica.
- k) Fornecimento de energia eléctrica – venda de energia eléctrica.
- l) Interligação – ligação por uma ou várias linhas, entre duas ou mais redes designadamente para trocas inter-regionais ou internacionais de energia eléctrica.
- m) Ligações transfronteiriças (da rede de distribuição em MT e AT) – ligações pertencentes à rede de distribuição previstas no n.º 3 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho.
- n) Parcela livre – parcela das necessidades de potência e energia eléctrica da entidade titular de licença vinculada de distribuição em MT e AT que pode ser adquirida a outras entidades que não à entidade concessionária da RNT, nos termos do n.º 2 e seguintes do Artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho.
- o) Produtor em regime especial – produtor do SEI e do SEIM abrangido pelas alíneas b), c) ou d) do n.º 1 do Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho.
- p) Produtor não vinculado – entidade titular de uma licença não vinculada de produção de energia eléctrica.

- q) Produtor vinculado – entidade titular de uma licença vinculada de produção de energia eléctrica.
- r) Recepção de energia eléctrica – entrada física de energia eléctrica.
- s) Serviços de sistema – serviços necessários para a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.
- t) Taxa de inflação – variação média dos últimos doze meses do índice de preços no consumidor sem habitação no Continente, publicada pelo INE no “Índice de Preços no Consumidor”.

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 do Artigo 279.º do Código Civil.
- 3 - Os prazos fixados no presente Regulamento que envolvam entidades públicas contam-se nos termos do Artigo 72.º do 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 do SEP, do SEPA e do SEPM, tendo em conta a convergência dos sistemas eléctricos, nos termos consagrados no Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março.
- c) Criação de incentivos às empresas reguladas do SEP, SEPA e SEPM para permitir o desempenho das suas actividades 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 eléctrica.
- d) 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) Protecção dos clientes face à evolução das tarifas, assegurando simultaneamente o equilíbrio financeiro às empresas reguladas do SEP, SEPA e SEPM em condições de gestão eficiente, tendo em conta as excepções referidas nos Decretos-Lei n.ºs 182/95 e 184/95, de 27 de Julho.
- f) Limitação de eventuais aumentos de preços em BT à taxa de inflação.
- g) Repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas, tendo em vista a eficiência económica na utilização eficiente das redes e da energia eléctrica.
- h) Transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas.
- i) Estabilidade das tarifas, tendo em conta as expectativas dos consumidores, os seus hábitos de consumo e a necessidade de proceder a alterações da estrutura tarifária.

Capítulo II

Actividades e contas das empresas reguladas

Artigo 6.º

Definição das actividades da entidade concessionária da RNT

1 - Para efeitos do presente Regulamento, a entidade concessionária da RNT desenvolve as seguintes actividades:

- a) Aquisição de Energia Eléctrica.
- b) Gestão Global do Sistema.
- c) Transporte de Energia Eléctrica.

2 - A actividade de Aquisição de Energia Eléctrica desempenhada pelo Agente Comercial do SEP inclui a aquisição de energia eléctrica para abastecimento dos consumos do SEP, bem como a elaboração de estudos para o planeamento da expansão do sistema electroprodutor.

3 - A actividade de Gestão Global do Sistema desempenhada pelo Gestor de Sistema e pelo Gestor de Ofertas inclui a coordenação técnica do sistema integrado do SEP, a coordenação comercial e o sistema de acerto de contas entre o SEP e o SENV.

4 - A actividade de Transporte de Energia Eléctrica inclui o planeamento, estabelecimento, operação e manutenção da RNT, coincidindo com a função de Transporte de Energia Eléctrica.

Artigo 7.º

Definição das actividades dos distribuidores vinculados

1 - Para efeitos do presente Regulamento, os distribuidores vinculados desenvolvem as seguintes actividades:

- a) Distribuição de Energia Eléctrica.
- b) Comercialização de Redes.
- c) Comercialização no SEP.
- d) Compra e Venda de Energia Eléctrica.

2 - A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes finais, sendo desempenhada através das seguintes funções:

- a) Redes de distribuição.
- b) Operação das redes de distribuição.

3 - A actividade de Comercialização de Redes consiste na comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica, incluindo nomeadamente, a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança dos serviços associados ao uso de redes, coincidindo com a função de Comercialização de Redes.

4 - A actividade de Comercialização no SEP engloba a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes do SEP, bem como, designadamente, a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica, coincidindo com a função de Comercialização no SEP.

5 - A actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica corresponde à aquisição à entidade concessionária da RNT da energia eléctrica, dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte, necessários para o distribuidor vinculado efectuar os seus fornecimentos aos clientes do SEP, bem como à gestão da parcela livre.

Artigo 8.º

Definição das actividades da concessionária do transporte e distribuição do SEPA

1 - Para efeitos do presente Regulamento, a concessionária do transporte e distribuição do SEPA desenvolve as seguintes actividades:

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

2 - A actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema corresponde à compra e venda de energia eléctrica, onde se inclui a aquisição de energia eléctrica aos produtores vinculados e aos produtores não vinculados, e o fornecimento de energia eléctrica a clientes do SEPA e as entregas a clientes do SENVA, bem como, à gestão técnica global do sistema eléctrico de cada uma das ilhas que integram a Região Autónoma dos Açores.

3 - A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes finais englobando ainda o acerto de contas entre o SEPA e o SENVA, sendo desempenhada através das seguintes funções:

- a) Redes.

b) Operação das redes.

4 - A actividade de Comercialização de Energia Eléctrica engloba a comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica, incluindo nomeadamente, a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança dos serviços associados ao uso de redes, bem como, a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes do SEPA, que inclui, designadamente, a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica.

Artigo 9.º

Definição das actividades da concessionária do transporte e do distribuidor vinculado do SEPM

1 - Para efeitos do presente Regulamento, a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM desenvolve as seguintes actividades:

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

2 - A actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema corresponde à compra e venda de energia eléctrica, onde se inclui a aquisição de energia eléctrica aos produtores vinculados e aos produtores não vinculados, e o fornecimento de energia eléctrica a clientes do SEPM e as entregas a clientes do SENVM, bem como, à gestão técnica global do sistema eléctrico de cada uma das ilhas que integram a Região Autónoma da Madeira.

3 - A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde ao planeamento, estabelecimento, operação, manutenção e coordenação da rede de distribuição por forma a veicular a energia eléctrica dos pontos de recepção até aos clientes finais, englobando ainda o acerto de contas entre o SEPM e SENVM, sendo desempenhada através das seguintes funções:

- a) Redes.
- b) Operação das redes.

4 - A actividade de Comercialização de Energia Eléctrica engloba a comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica, incluindo nomeadamente, a contratação, a leitura, a facturação e a cobrança dos serviços associados ao uso de redes, bem como, a estrutura comercial de venda de energia eléctrica aos clientes do SEPM, que inclui, designadamente, a contratação, a facturação e o serviço de cobrança de energia eléctrica.

Artigo 10.º

Contas reguladas

1 - A entidade concessionária da RNT, os distribuidores vinculados, a concessionária do transporte e distribuição do SEPA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM devem manter actualizada 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 emitidas pela ERSE.

3 - A ERSE, sempre que julgar conveniente, pode 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 emitidas 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.

Capítulo III

Tarifas reguladas

Secção I

Disposições gerais

Artigo 11.º

Definição das Tarifas

O presente Regulamento define as seguintes tarifas:

- a) Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP.
- b) Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA.
- c) Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM.
- d) Tarifa de Energia e Potência.
- e) Tarifa de Uso Global do Sistema.
- f) Tarifas de Uso da Rede de Transporte:
 - i) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.
 - ii) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT.
- g) Tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT.
- h) 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.
- i) Tarifas de Comercialização de Redes:
 - i) Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT.
 - ii) Tarifa de Comercialização de Redes em BTE.
 - iii) Tarifa de Comercialização de Redes em BTN.
- j) Tarifas de Comercialização no SEP:
 - i) Tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT.
 - ii) Tarifa de Comercialização no SEP em BTE.
 - iii) Tarifa de Comercialização no SEP em BTN.
- k) Tarifa de Venda do Distribuidor Vinculado em MT e AT aos distribuidores vinculados em BT.

Artigo 12.º

Fixação das tarifas

- 1 - As tarifas referidas no artigo anterior são estabelecidas de acordo com as metodologias definidas no Capítulo IV e Capítulo V e com os procedimentos definidos no Capítulo VI.
- 2 - A fixação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, do SEPA e do SEPM em BT está sujeita à aplicação do mecanismo de limitação dos acréscimos, estabelecido na Secção III do Capítulo V.
- 3 - A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados do SEP, a concessionária do transporte e distribuição do SEPA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM podem propor à ERSE tarifas e respectivas regras de aplicação que proporcionem níveis de proveitos inferiores aos estabelecidos pela ERSE.
- 4 - As tarifas referidas no número anterior devem ser oferecidas de forma não discriminatória.
- 5 - No caso de tarifas estabelecidas ao abrigo do n.º 3, 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 13.º

Tarifas e proveitos

- 1 - As tarifas previstas no presente Capítulo nos termos do Quadro 1 são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV.
- 2 - A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT deve proporcionar os proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema.
- 3 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT e de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT devem proporcionar os proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica.
- 4 - 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 os proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.
- 5 - Os distribuidores vinculados aplicam aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados as tarifas de Uso da Rede de Distribuição do nível de tensão a que estão ligados e dos níveis de tensão superiores.
- 6 - A tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT, de Comercialização de Redes em BTE e de Comercialização de Redes em BTN a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados devem proporcionar os proveitos da actividade de Comercialização de Redes.
- 7 - A tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT, de Comercialização no SEP em BTE e de Comercialização no SEP em BTN a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP devem proporcionar os proveitos da actividade de Comercialização no SEP.
- 8 - A tarifa de Energia e Potência a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP em MAT, AT e MT deve proporcionar os proveitos a recuperar pelo distribuidor vinculado em MT e AT relativos aos fornecimentos de energia e potência do SEP em MAT, AT e MT.

9 - A tarifa de Energia e Potência a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP em BT deve proporcionar os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados relativos aos fornecimentos de energia e potência do SEP em BT.

10 -A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados deve proporcionar os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados relativos à gestão global do sistema.

11 -As tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT e de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados devem proporcionar os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados relativos ao transporte de energia eléctrica.

12 -Os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados definidos nos n.ºs 8, 9, 10 e 11 coincidem com os proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica.

13 -As tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP aplicam-se aos clientes do SEP e resultam da adição das tarifas referidas nos n.ºs 4, 6, 7, 8, 9, 10 e 11, nos termos do Artigo 14.º.

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

15 - Sem prejuízo do número anterior, os preços da tarifa de Energia e Potência referida no n.º 8 e consequentemente das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP de MAT, AT e MT são ajustados trimestralmente.

QUADRO 1
TARIFAS E PROVEITOS

Entidade Concessionária da RNT		Distribuidores Vinculados		Clientes			
Proveitos	Tarifas	Proveitos	Tarifas	Níveis de Tensão	Clientes SEP	Clientes Não Vinculados	
Proveitos Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	Encargos de energia e potência	Proveitos a recuperar pela Tarifa TEP em MAT, AT e MT	TEP _{NT}	MAT	X		
				AT	X		
				MT	X		
		Proveitos a recuperar pela Tarifa TEP em BT	TEP _{BT}	BT	X		
Proveitos Actividade Gestão Global do Sistema	UGS	Proveitos a recuperar pela Tarifa UGS	UGS	MAT	X	X	
				AT	X	X	
				MT	X	X	
				BT	X		
Proveitos Actividade de Transporte de Energia Eléctrica	URT _{MAT}	Proveitos a recuperar pelas Tarifas URT	URT _{MAT}	MAT	X	X	
	URT _{AT}		URT _{AT}	AT	X	X	
				MT	X	X	
				BT	X		
	Proveitos da Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	URT _{AT}	URT _{AT}	URD _{AT}	AT	X	X
					MT	X	X
					BT	X	
	Proveitos da Actividade de Comercialização de Redes	URT _{MT}	URT _{MT}	URD _{MT}	MT	X	X
					BT	X	
					URT _{BT}	URD _{BT}	BT
Proveitos da Actividade de Comercialização no SEP	URT _{BT}	URT _{BT}	CSEP _{NT}	MAT	X		
				AT	X		
				MT	X		
				CSEP _{BTE}	BT > 41,4 kW	X	
				CSEP _{BTN}	BT ≤ 41,4kVA	X	

Legenda:

TEP _{NT}	Tarifa de Energia e Potência para fornecimentos em MAT, AT e MT
TEP _{BT}	Tarifa de Energia e Potência para fornecimentos em BT
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
CR _{NT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
CR _{BTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
CR _{BTN}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
CSEP _{NT}	Tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT
CSEP _{BTE}	Tarifa de Comercialização no SEP em BTE
CSEP _{BTN}	Tarifa de Comercialização no SEP em BTN

Artigo 14.º

Tarifas a aplicar aos clientes do SEP

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP aplicam-se aos fornecimentos dos distribuidores vinculados aos clientes do SEP.

2 - As tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP resultam da adição das tarifas de Energia e Potência, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição, de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, aplicáveis pelos distribuidores vinculados, conforme estabelecido no Quadro 2.

3 - O conjunto de proveitos a proporcionar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP coincide com o conjunto de proveitos resultante da aplicação das tarifas referidas no número anterior aos fornecimentos a clientes do SEP.

QUADRO 2
TARIFAS INCLUÍDAS NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO SEP

Tarifas por Actividade	Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP				
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
TEP _{NT}	X	X	X		
TEP _{BT}				X	X
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
CR _{NT}	X	X	X		
CR _{BTE}				X	
CR _{BTN}					X
CSEP _{NT}	X	X	X		
CSEP _{BTE}				X	
CSEP _{BTN}					X

Legenda:

TEP _{NT}	Tarifa de Energia e Potência para fornecimentos em MAT, AT e MT
TEP _{BT}	Tarifa de Energia e Potência para fornecimentos em BT
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
CR _{NT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
CR _{BTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
CR _{BTN}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
CSEP _{NT}	Tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT
CSEP _{BTE}	Tarifa de Comercialização no SEP em BTE
CSEP _{BTN}	Tarifa de Comercialização no SEP em BTN

Artigo 15.º

Tarifas a aplicar aos clientes não vinculados

1 - Os clientes não vinculados ligados às redes do SEP têm direito ao acesso e uso da RNT e das redes de distribuição em AT e MT, nos termos do estabelecido no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

2 - O acesso e uso das redes do SEP está dependente do pagamento das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização de Redes, nas condições estabelecidas no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

3 - As tarifas reguladas a aplicar aos clientes não vinculados, por nível de tensão, nos termos do número anterior, são as constantes do Quadro 3.

QUADRO 3

TARIFAS REGULADAS A APLICAR AOS CLIENTES NÃO VINCULADOS

Tarifas por Actividade	Tarifas aplicáveis a Clientes Não Vinculados		
	MAT	AT	MT
UGS	X	X	X
URT _{MAT}	X		
URT _{AT}		X	X
URD _{AT}		X	X
URD _{MT}			X
CR _{NT}	X	X	X

Legenda:

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
CR _{NT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT

Artigo 16.º

Tarifas a aplicar nos fornecimentos da entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT

1 - A tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT é aplicada aos fornecimentos da entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT.

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

- a) Encargos de Energia e Potência, nos termos do Artigo 75.º.
- b) Tarifa de Uso Global do Sistema.
- c) Tarifas de Uso da Rede de Transporte.

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

- a) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para os fornecimentos em MAT.
- b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para os restantes fornecimentos.

Artigo 17.º

Tarifas a aplicar nos fornecimentos do distribuidor vinculado em MT e AT aos distribuidores vinculados em BT

1 - A tarifa de Venda do Distribuidor Vinculado em MT e AT aos distribuidores vinculados em BT é aplicada aos fornecimentos do distribuidor vinculado em MT e AT aos distribuidores vinculados em BT.

2 - A tarifa referida no número anterior é igual à tarifa de Venda a Clientes Finais em MT, podendo o distribuidor vinculado em BT escolher a opção tarifária que considere mais vantajosa, de entre as opções previstas para a referida tarifa.

3 - Quando a selecção de um novo distribuidor vinculado de distribuição de energia eléctrica em BT colocar em causa os princípios de uniformidade tarifária e do equilíbrio financeiro previstos no Artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, a ERSE pode, ao abrigo do n.º 2 do Artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho, estabelecer tarifas específicas a aplicar pelo distribuidor vinculado em MT e AT aos distribuidores vinculados em BT.

4 - O disposto no número anterior não prejudica a determinação, pela ERSE, de outras medidas de regulação necessárias ao cumprimento dos princípios estabelecidos no Artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho.

Artigo 18.º

Tarifas a aplicar ao distribuidor vinculado em MT e AT pela aquisição de energia eléctrica no âmbito da parcela livre

As tarifas a aplicar ao distribuidor vinculado em MT e AT pela aquisição de energia eléctrica no âmbito da parcela livre nos termos do Artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho, com a nova redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março, está sujeita ao pagamento das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte em AT.

Artigo 19.º

Estrutura geral das tarifas

1 - Sem prejuízo do estabelecido nas Secções seguintes, as tarifas definidas no presente Regulamento são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de contratação, leitura, facturação e cobrança correspondendo a um termo tarifário fixo definido em Euros por mês.
- b) Preços da potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.
- c) Preços da potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês.
- d) Preços da energia activa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh.
- e) Preços da energia reactiva fornecida e consumida, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços definidos no número anterior podem ser diferenciados pelos seguintes períodos horários:

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

3 - A estrutura geral dos preços que compõem as tarifas por actividade estabelecidas no presente Capítulo é a constante do Quadro 4.

4 - A estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP é a constante do Quadro 5, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por actividade a aplicar pelos distribuidores vinculados, apresentada no Quadro 2 do Artigo 14.º e no Quadro 4, após a sua conversão para o respectivo nível de tensão de fornecimento de acordo com o estabelecido nas Secções seguintes.

5 - Nos fornecimentos aos clientes do SEP em BT e das opções tarifárias de MT com três períodos horários, os preços das tarifas por actividade são agregados conforme apresentado no Quadro 5.

6 - Nas opções tarifárias de BTN o preço do termo tarifário fixo é adicionado ao preço da potência contratada resultando um preço em Euros por mês diferenciado por escalões de potência contratada em kVA.

7 - A estrutura geral das tarifas reguladas a aplicar aos clientes não vinculados em cada nível de tensão é a constante do Quadro 6, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por actividade a aplicar pelo distribuidor vinculado em MT e AT, apresentada no Quadro 3 do Artigo 15.º e no Quadro 4, após a sua conversão para o respectivo nível de tensão de entrega de acordo com o estabelecido nas Secções seguintes.

QUADRO 4
ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE

Tarifas por Actividade	Preços das Tarifas								
	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	TF
TEP		X	X	X	X	X			
UGS			X	X	X	X			
URT _{MAT}	X	X					X	X	
URT _{AT}	X	X					X	X	
URD _{AT}	X	X					X	X	
URD _{MT}	X	X					X	X	
URD _{BT}	X	X					X	X	
CR _{NT}									X
CR _{BTE}									X
CR _{BTN}									X
CSEP _{NT}									X
CSEP _{BTE}									X
CSEP _{BTN}									X

Legenda:

TEP	(TEP _{NT} e TEP _{BT}) Tarifa de Energia e Potência para fornecimentos em MAT, AT, MT e BT
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
CR _{NT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
CR _{BTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
CR _{BTN}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
CSEP _{NT}	Tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT
CSEP _{BTE}	Tarifa de Comercialização no SEP em BTE
CSEP _{BTN}	Tarifa de Comercialização no SEP em BTN
TPc	Preço da potência contratada
TPp	Preço da potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
TWrf	Preço da energia reactiva fornecida
TWrr	Preço da energia reactiva recebida
TF	Preço do termo tarifário fixo

QUADRO 5
ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO SEP

Tarifas de Venda a Clientes Finais		Preços das Tarifas								
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	TF
MAT	4	URT _{MAT}	TEP URT _{MAT}	TEP UGS	TEP UGS	TEP UGS	TEP UGS	URT _{MAT}	URT _{MAT}	CR _{NT} CSEP _{NT}
AT	4	URD _{AT}	TEP URT _{AT} URD _{AT}	TEP UGS	TEP UGS	TEP UGS	TEP UGS	URD _{AT}	URD _{AT}	CR _{NT} CSEP _{NT}
MT	4	URD _{MT}	TEP URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	TEP UGS	TEP UGS	TEP UGS	TEP UGS	URD _{MT}	URD _{MT}	CR _{NT} CSEP _{NT}
MT	3	URD _{MT}	TEP URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	TEP UGS	TEP UGS	TEP UGS		URD _{MT}	URD _{MT}	CR _{NT} CSEP _{NT}
BTE	3	URD _{BT}	TEP URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	TEP UGS	TEP UGS	TEP UGS		URD _{BT}	URD _{BT}	CR _{BTE} CSEP _{BTE}
BTN (3)	3	URD _{BT}	-	TEP UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	TEP UGS URD _{BT}	TEP UGS		-	-	CR _{BTN} CSEP _{BTN}
BTN (2)	2	URD _{BT}	-	TEP UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	TEP UGS	TEP UGS		-	-	CR _{BTN} CSEP _{BTN}
BTN (1)	1	URD _{BT}	-	TEP UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT}	TEP UGS	TEP UGS		-	-	CR _{BTN} CSEP _{BTN}
BTN (IP)	1	-	-	TEP UGS URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT} URD _{BT} CR _{BTN} CSEP _{BTN}	TEP UGS	TEP UGS		-	-	-

Legenda:

(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples e social
(IP)	Tarifas de BTN de iluminação pública
TPc	Preço da potência contratada
TPp	Preço da potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
TWrf	Preço da energia reactiva fornecida
TWrr	Preço da energia reactiva recebida
TF	Preço do termo tarifário fixo
TEP	Tarifa de Energia e Potência
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
CR _{NT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
CR _{BTE}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
CR _{BTN}	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
CSEP _{NT}	Tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT
CSEP _{BTE}	Tarifa de Comercialização no SEP em BTE
CSEP _{BTN}	Tarifa de Comercialização no SEP em BTN

QUADRO 6
ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS REGULADAS A APLICAR AOS CLIENTES NÃO
VINCULADOS

Tarifas Reguladas a aplicar a Clientes Não Vinculados	Preços das Tarifas								
	Nível de Tensão	TPc	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr
MAT	URT _{MAT}	URT _{MAT}	UGS	UGS	UGS	UGS	URT _{MAT}	URT _{MAT}	CR _{NT}
AT	URD _{AT}	URT _{AT} URD _{AT}	UGS	UGS	UGS	UGS	URD _{AT}	URD _{AT}	CR _{NT}
MT	URD _{MT}	URT _{AT} URD _{AT} URD _{MT}	UGS	UGS	UGS	UGS	URD _{MT}	URD _{MT}	CR _{NT}

Legenda:

TPc	Preço da potência contratada
TPp	Preço da potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
TWrf	Preço da energia reactiva fornecida
TWrr	Preço da energia reactiva recebida
TF	Preço do termo tarifário fixo
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
CR _{NT}	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT

Secção III

Estrutura do tarifário nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

Artigo 20.º

Estrutura geral das tarifas de venda a clientes finais do SEPA e do SEPM

1 - Sem prejuízo do estabelecido nas Secções seguintes, as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA e do SEPM definidas no presente Regulamento são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços da potência a facturar, definidos em Euros por kW, por mês.
- b) Preços da potência contratada, definidos em Euros por kW, por mês.
- c) Preços da energia activa discriminados por período tarifário, definidos em Euros por kWh.
- d) Preços da energia reactiva fornecida e consumida, definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços definidos no número anterior podem ser diferenciados pelos seguintes períodos horários:

- a) Horas de ponta.
- b) Horas cheias.
- c) Horas de vazio.

3 - Sem prejuízo do estabelecido na Secção VIII do Capítulo V, aplicável à Região Autónoma dos Açores, e na Secção IX do Capítulo V, aplicável à Região Autónoma da Madeira, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do SEPA e do SEPM são idênticos aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN do SEP.

4 - Sem prejuízo do estabelecido na Secção VIII do Capítulo V, aplicável à Região Autónoma dos Açores, os preços da energia activa e da energia reactiva das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE do SEPA são idênticos aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE do SEP.

5 - Sem prejuízo do estabelecido na Secção IX do Capítulo V, aplicável à Região Autónoma da Madeira, os preços da energia activa e da energia reactiva das tarifas de Venda a Clientes Finais em AT, MT e BTE do SEPM são idênticos aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em AT, MT e BTE do SEP.

6 - Sem prejuízo do estabelecido na Secção VIII do Capítulo V, aplicável à Região Autónoma dos Açores, os preços da potência a facturar em MT e BTE no SEPA são obtidos por conversão dos preços do termo fixo, da potência em horas de ponta e da potência contratada das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, em MT e BTE.

7 - Sem prejuízo do estabelecido na Secção IX do Capítulo V, aplicável à Região Autónoma da Madeira, os preços da potência a facturar em AT, MT e BTE do SEPM são obtidos por conversão dos preços do termo fixo, da potência em horas de ponta e da potência contratada das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, em AT, MT e BTE.

8 - A conversão referida no n.º 6 e no n.º 7 deste artigo é efectuada de modo a que o preço médio por opção tarifária do SEPA e do SEPM seja igual ao do SEP.

Artigo 21.º

Estrutura geral das tarifas reguladas a aplicar aos clientes não vinculados

A estrutura geral das tarifas reguladas a aplicar aos clientes não vinculados em cada nível de tensão é a constante do Quadro 6 do Artigo 19.º, coincidindo com a estrutura geral das tarifas por actividade a aplicar pelo distribuidor vinculado em MT e AT, apresentada no Quadro 3 do Artigo 15.º e no Quadro 4 do Artigo 19.º, após a sua conversão para o respectivo nível de tensão de entrega de acordo com o estabelecido nas Secções seguintes.

Secção IV

Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP

Artigo 22.º

Objecto

A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP que devem proporcionar aos distribuidores vinculados os seguintes proveitos imputáveis aos clientes do SEP em Portugal continental:

- a) Proveitos a recuperar relativos aos fornecimentos de energia e potência, de uso global do sistema e de uso da rede de transporte.
- b) Proveitos permitidos nas actividades de Uso da Rede de Distribuição, de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP.

Artigo 23.º

Âmbito

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP são aplicadas pelos distribuidores vinculados aos clientes do SEP.

2 - As tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP resultam da adição das tarifas de Energia e Potência, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição, de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP.

Artigo 24.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de contratação, leitura, facturação e cobrança.
- b) Preços da potência contratada.
- c) Preços da potência em horas de ponta.
- d) Preços da energia activa.
- e) Preços da energia reactiva.

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

- a) Nível de tensão.
- b) Utilização da potência.
- c) Período tarifário.

3 - A diferenciação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP referida no n.º 1 de acordo com os critérios do n.º 2 dão origem às opções tarifárias indicadas no Artigo 25.º.

Artigo 25.º

Opções tarifárias

- 1 - Em cada nível de tensão são definidas as opções tarifárias indicadas no Quadro 7.
- 2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 7 valores limites da potência contratada.
- 3 - Para fornecimentos em AT e MAT, podem ser considerados valores de potência contratada inferiores aos indicados no Quadro 7, por acordo entre o distribuidor vinculado e o cliente final, tendo em conta o estabelecido na alínea a) do artigo 5.º do presente Regulamento e no n.º 2 do Artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/95 de 27 de Julho.
- 4 - Nos fornecimentos em BT, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efectua à tensão de 400 V entre fases, a que correspondem 230 V entre fase e neutro.
- 5 - Os fornecimentos em BT com potência contratada superior a 41,4 kW são designados por fornecimentos em BTE.
- 6 - Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA são designados por fornecimentos em BTN.
- 7 - A tarifa social destina-se aos consumos relativos a casas de habitação de residência permanente, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional, com potência contratada até 2,3 kVA e um consumo anual não superior a 400 kWh.
- 8 - As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.

QUADRO 7
OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO SEP

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência e Termo Tarifário Fixo (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão	Tarifa Social	1,15 a 2,3 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Simples	27,6 a 41,4 kVA	a	-	1	-	-
	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 de Médias Utilizações	> 41,4 kW	X	-	3	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações	> 41,4 kW	x	-	3	x	x
	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	-	-
	Tarifa de Iluminação Pública	-	-	-	-	1	-
Média Tensão	Tarifa de Curtas Utilizações Tri-horária	-	x	x	3	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações Tri-horária	-	x	x	3	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações Tri-horária	-	x	x	3	x	x
	Tarifa de Curtas Utilizações Tetra-horária	-	x	x	4	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações Tetra-horária	-	x	x	4	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações Tetra-horária	-	x	x	4	x	x
Alta Tensão	Tarifa de Curtas Utilizações	≥ 6 MW	x	x	4	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações	≥ 6 MW	x	x	4	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações	≥ 6 MW	x	x	4	x	x
Muito Alta Tensão	Tarifa única	≥ 25 MW	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 facturação
- (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 facturação
x Existência de preço correspondente

Artigo 26.º

Estrutura geral das opções tarifárias de MAT, AT, MT e BTE

- 1 - As opções tarifárias de MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos seguintes preços:
 - a) Preços de contratação, leitura, facturação e cobrança correspondendo a um termo tarifário fixo definidos 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 activa definidos em Euros por kWh.
 - e) Preços da energia reactiva definidos em Euros por kvarh.
- 2 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de MAT, AT e MT com quatro períodos horários são discriminados em quatro períodos trimestrais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 28.º.
- 3 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de MT com três períodos horários são discriminados em quatro períodos trimestrais e em três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 28.º.
- 4 - Os preços das tarifas de MAT, AT e MT são definidos anualmente, estando os seus preços de energia sujeitos a ajustamentos trimestrais.
- 5 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de BTE são discriminados em três períodos horários de acordo com o estabelecido no Artigo 28.º.
- 6 - Os preços da energia reactiva são discriminados em:
 - a) Preços da energia reactiva indutiva.

b) Preços da energia reactiva capacitiva.

7 - Os preços da energia reactiva indutiva e capacitiva coincidem com os preços da energia reactiva fornecida e recebida, respectivamente, da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega.

8 - A potência contratada, a potência em horas de ponta e as energias activa e reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 27.º

Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

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

- a) Preços de potência contratada e de contratação, leitura, facturação e cobrança, definidos em Euros por mês.
- b) Preços da energia activa definidos em Euros por kWh.

2 - Os preços de potência contratada e de contratação, leitura, facturação e cobrança são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 8.

3 - Nas opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública os preços da energia activa não apresentam diferenciação horária.

4 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia activa são discriminados em dois ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 28.º.

5 - A opção tarifária de iluminação pública é composta unicamente pelo preço de energia activa.

6 - A potência e energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 8
ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Social	1,15 - 2,3
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 Simples	27,6 - 34,5 - 41,4
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

Artigo 28.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 eléctrica:

- 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 eléctrica:

- 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 definição dos períodos horários estabelecidos no n.º 3 é diferenciada de acordo com o ciclo semanal e o ciclo diário definidos nos Quadros 9.1 e 9.2.

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

QUADRO 9 DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS

Quadro 9.1 - 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 9.2 - 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 V

Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA

Artigo 29.º

Objecto

A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, que asseguram a observância do princípio da convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores.

Artigo 30.º

Âmbito

As tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA são aplicadas pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA.

Artigo 31.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de potência a facturar.
- b) Preços da potência contratada.
- c) Preços da energia activa.
- d) Preços da energia reactiva.

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

- a) Nível de tensão.
- b) Utilização da potência.
- c) Período tarifário.

3 - A diferenciação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA referida no n.º 1 de acordo com os critérios do n.º 2 dão origem às opções tarifárias indicadas no Artigo 32.º.

Artigo 32.º

Opções tarifárias

- 1 - Em cada nível de tensão são definidas 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 BT, designadamente para efeitos dos valores da potência contratada, considera-se que o fornecimento se efectua à tensão de 380 V entre fases, a que correspondem 220 V entre fase e neutro.
- 4 - Os fornecimentos em BT com potência contratada superior a 19,8 kW e com medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos são designados por fornecimentos em BTE.
- 5 - Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 39,6 kVA e sem medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos são designados por fornecimentos em BTN.
- 6 - A tarifa social destina-se aos consumos relativos a casas de habitação de residência permanente, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional, com potência contratada de 1,1 kVA e um consumo anual não superior a 500 kWh.
- 7 - As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.
- 8 - Em 2003 e 2004 continuam a vigorar transitoriamente na Região Autónoma dos Açores as opções tarifárias definidas no Artigo 1.º do Anexo ao Regulamento Tarifário.

QUADRO 13
OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO SEPA

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão	Tarifa Social	1,1 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Simples	1,1 a 16,5 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,3 a 16,5 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Tri-horária	19,8 kVA a 39,6 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa Tri-horária	> 19,8 kW	x	-	3	x	x
	Tarifa Sazonal Simples	3,3 a 16,5 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Sazonal Simples	> 16,5 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa de Iluminação Pública	-	-	-	1	-	-
Média Tensão	Tarifa Tri-horária	-	x	x	3	x	x

Notas:

- (1) – x Existência de um preço de potência a facturar
a Existência de um preço de potência contratada
- Não facturação
- (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) – - Não facturação
x Existência de preço correspondente

Artigo 33.º**Estrutura geral das opções tarifárias de MT e BTE**

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

- a) Preços de potência a facturar definidos em Euros por kW por mês.
- b) Preços da energia activa definidos em Euros por kWh.
- c) Preços da energia reactiva definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de MT com três períodos horários são discriminados em quatro períodos trimestrais e em três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 35.º.

3 - Os preços das tarifas de MT são definidos anualmente, estando os seus preços de energia sujeitos a ajustamentos trimestrais.

4 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de BTE são discriminados em três períodos horários de acordo com o estabelecido no Artigo 35.º.

5 - Os preços da energia reactiva são discriminados em:

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

6 - Os preços da energia reactiva indutiva e capacitiva coincidem com os preços da energia reactiva fornecida e recebida, respectivamente, da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega.

7 - A potência e as energias activa e reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 34.º

Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

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

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

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

3 - Nas opções tarifárias de BTN social, simples os preços da energia activa não apresentam diferenciação horária.

4 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia activa são discriminados em dois ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 35.º.

5 - A opção tarifária de iluminação pública é composta unicamente pelo preço de energia activa discriminado por três períodos horários.

6 - A potência e energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 14
ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Social	1,1
Tarifa Simples	1,1 - 3,3 - 6,6 - 9,9 - 13,2 - 16,5
Tarifa Bi-Horária	3,3 - 6,6 - 9,9 - 13,2 - 16,5
Tarifa Tri-horária	19,8 - 26,4 - 33,0 - 39,6
Tarifa Sazonal Simples	3,3 - 6,6 - 9,9 - 13,2 - 16,5
Tarifa Sazonal Simples	19,8 - 26,4 - 33,0 - 39,6

Artigo 35.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 eléctrica:

- 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 eléctrica:

- a) Horas de ponta.
- b) Horas cheias.
- c) Horas de vazio.

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

QUADRO 15
DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Ponta: 5 h / dia	Ponta: 5 h / dia
Cheias: 11 h / dia	Cheias: 11 h / dia
Vazio normal: 8 h / dia	Vazio normal: 8 h / dia

Secção VI

Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM

Artigo 36.º

Objecto

A presente Secção estabelece as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM, que asseguram a observância do princípio da convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira.

Artigo 37.º

Âmbito

As tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM são aplicadas pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

Artigo 38.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de potência a facturar.
- b) Preços da potência contratada.
- c) Preços da energia activa.
- d) Preços da energia reactiva.

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

- a) Nível de tensão.
- b) Utilização da potência.
- c) Período tarifário.

3 - A diferenciação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM referida no n.º 1 de acordo com os critérios do n.º 2 dão origem às opções tarifárias indicadas Artigo 39.º.

Artigo 39.º

Opções tarifárias

1 - Em cada nível de tensão são definidas as opções tarifárias indicadas no Quadro 10.

2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 10 valores limites da potência contratada.

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

4 - Os fornecimentos em BT com potência contratada superior a 62,1 kW são designados por fornecimentos em BTE.

5 - Os fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 62,1 kVA são designados por fornecimentos em BTN.

6 - A tarifa social destina-se aos consumos relativos a casas de habitação de residência permanente, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional, com potência contratada até 1,1 kVA e um consumo anual não superior a 500 kWh.

7 - As tarifas sazonais são aplicadas a consumos sazonais.

8 - Em 2003 e 2004 continuam a vigorar transitoriamente na Região Autónoma da Madeira as opções tarifárias definidas no Artigo 2.º do Anexo ao Regulamento Tarifário.

QUADRO 10
OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO SEPM

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão	Tarifa Social	1,15 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa tri-horária	27,6 a 62,1 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa tri-horária	> 62,1 kW	x	-	3	x	x
	Iluminação Pública	-	-	-	1	-	-
Média Tensão	Tarifa de MT 6,6 kV	-	x	x	3	x	x
	Tarifa de MT 30 kV	-	x	x	3	x	x
Alta Tensão	Tarifa de AT	≥ 6 MW	x	x	3	x	x

Notas:

- (1) – x Existência de um preço de potência a facturar
a Existência de um preço de potência contratada
Não facturação
-
- (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) – - Não facturação
x Existência de preço correspondente

Artigo 40.º**Estrutura geral das opções tarifárias de AT, MT e BTE**

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

- a) Preços de potência a facturar definidos em Euros por kW por mês.
- b) Preços da energia activa definidos em Euros por kWh.
- c) Preços da energia reactiva definidos em Euros por kvarh.

2 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de AT e MT são discriminados em quatro períodos trimestrais e em três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 42.º.

3 - Os preços das tarifas de AT e MT são definidos anualmente, estando os seus preços de energia sujeitos a ajustamentos trimestrais.

4 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de BTE são discriminados em três períodos horários de acordo com o estabelecido no Artigo 42.º.

5 - Os preços da energia reactiva são discriminados em:

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

6 - Os preços da energia reactiva indutiva e capacitiva coincidem com os preços da energia reactiva fornecida e recebida, respectivamente, da tarifa de Uso da Rede do nível de tensão de entrega.

7 - A potência e as energias activa e reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Artigo 41.º

Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

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

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

2 - Os preços de potência contratada são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 11.

3 - Nas opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública os preços da energia activa não apresentam diferenciação horária.

4 - Nas restantes opções tarifárias de BTN os preços da energia activa são discriminados em dois ou três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 42.º.

5 - A opção tarifária de iluminação pública é composta unicamente pelo preço de energia activa.

6 - A potência e energia activa a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

QUADRO 11
ESCALÕES DE POTÊNCIA DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Social	1,15
Tarifa Simples	1,15 - 3,45 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Bi-Horária	3,45 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Tri-horária	27,6 - 34,5 - 41,4 - 51,75 - 62,1

Artigo 42.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 eléctrica:

- 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 eléctrica:

- a) Horas de ponta.
- b) Horas cheias.
- c) Horas de vazio

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

QUADRO 12
DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Ponta: 5 h / dia	Ponta: 5 h / dia
Cheias: 11 h / dia	Cheias: 11 h / dia
Vazio: 8h / dia	Vazio: 8 h / dia

Secção VII

Tarifa de Energia e Potência

Artigo 43.º

Objecto

A presente Secção estabelece a tarifa de Energia e Potência que deve proporcionar os proveitos a recuperar pelo distribuidor vinculado em MT e AT relativos aos fornecimentos de energia e potência aos clientes do SEP em MAT, AT, MT e BT.

Artigo 44.º

Âmbito

A tarifa de Energia e Potência referida no artigo anterior é aplicada pelo distribuidor vinculado em MT e AT:

- a) Aos fornecimentos a clientes do SEP em MAT, AT e MT, sendo os seus preços definidos anualmente e estando sujeitos a ajustamentos trimestrais.
- b) Aos fornecimentos a clientes do SEP em BT, sendo os seus preços definidos anualmente.

Artigo 45.º

Estrutura geral

1 - A tarifa de Energia e Potência é composta pelas parcelas de capacidade e energia, com os seguintes preços, nos termos do Quadro 10:

- a) Preços de potência em horas de ponta da parcela de capacidade.
- b) Preços de energia activa da parcela de capacidade.
- c) Preços de energia activa da parcela de energia.

2 - Os preços da potência em horas de ponta são definidos em Euros por kW, por mês.

3 - Os preços da energia activa são discriminados por período tarifário, sendo definidos em Euros por kWh.

4 - Os preços da tarifa de Energia e Potência são referidos à saída da RNT.

QUADRO 10
COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA E POTÊNCIA

Parcela	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv
Capacidade	X	X	X		
Energia		X	X	X	X

Legenda:

- TPp Preço da potência em horas de ponta
 TWp Preço da energia activa em horas de ponta
 TWc Preço da energia activa em horas cheias
 TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal
 TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio

Artigo 46.º

Conversão da tarifa de Energia e Potência para os vários níveis de tensão

- 1 - Os preços da tarifa de Energia e Potência são convertidos para os vários níveis de tensão e opções tarifárias dos clientes do SEP, de acordo com o Quadro 11.
- 2 - Nos termos do número anterior os preços da tarifa de Energia e Potência são diferenciados através dos seguintes elementos:
 - a) Nível de tensão.
 - b) Período tarifário.
- 3 - Nos fornecimentos aos clientes do SEP em BT e das opções tarifárias com três períodos horários de MT, os preços da tarifa de Energia e Potência são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis nos termos do Quadro 11.
- 4 - Nos fornecimentos de energia e potência aos clientes do SEP das opções tarifárias de BTN os preços de potência em horas de ponta são convertidos em preços de energia activa.
- 5 - Nos fornecimentos de energia e potência aos clientes do SEP das opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública, os preços da energia activa não apresentam diferenciação horária.
- 6 - Nos fornecimentos de energia e potência aos clientes do SEP em BT, os preços da energia activa não apresentam diferenciação sazonal.

QUADRO 11
PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA E POTÊNCIA NOS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO E
OPÇÕES TARIFÁRIAS

Preços da Tarifa de Energia e Potência							
Tarifas	N.º Períodos Horários	TPp	TWp	TWc	TWvn	TWsv	Aplicação
TEP	4	X	X	X	X	X	-
MAT	4	X	X	X	X	X	SEP
AT	4	X	X	X	X	X	SEP
MT	4	X	X	X	X	X	SEP
MT	3	X	X	X	X		SEP
BTE	3	X	X	X	X		SEP
BTN (3)	3		X	X	X		SEP
BTN (2)	2		X		X		SEP
BTN (1)	1		X				SEP
BTN (IP)	1		X				SEP

Legenda:

- TEP (TEP_{NT} e TEP_{BT}) Tarifa de Energia e Potência para fornecimentos em MAT, AT, MT e BT
- (3) Tarifas de BTN tri-horárias
- (2) Tarifas de BTN bi-horárias
- (1) Tarifas de BTN simples e social
- (IP) Tarifas de BTN de iluminação pública
- TPp Preço da potência em horas de ponta
- TWp Preço da energia activa em horas de ponta
- TWc Preço da energia activa em horas cheias
- TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal
- TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio

Artigo 47.º

Períodos tarifários

Os períodos tarifários a considerar coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, definidos no Artigo 28.º.

Artigo 48.º

Potência em horas de ponta e energia activa a facturar

A potência em horas de ponta e a energia activa a facturar na tarifa de Energia e Potência são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais.

Secção VIII

Tarifa de Uso Global do Sistema

Artigo 49.º

Objecto

1 - A presente Secção estabelece a tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar ao distribuidor vinculado em MT e AT, que deve proporcionar os proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na actividade de Gestão Global do Sistema.

2 - A presente Secção estabelece também a tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados, que deve proporcionar os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados relativos à Gestão Global do Sistema.

Artigo 50.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Uso Global do Sistema são compostas por preços aplicáveis à energia activa.

2 - Os preços referidos no número anterior são discriminados por período tarifário, sendo definidos em Euros por kWh.

Artigo 51.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 factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 12.

2 - Nos termos do número anterior, os preços da tarifa de Uso Global do Sistema são diferenciados através dos seguintes elementos:

a) Nível de tensão.

b) Período tarifário.

3 - Nos fornecimentos aos clientes do SEP de BT e das opções tarifárias com três períodos horários de MT, os preços da tarifa de Uso Global do Sistema são agregados em conformidade com os períodos horários aplicáveis nos termos do Quadro 12.

4 - Nos fornecimentos aos clientes do SEP das opções tarifárias de BTN social, simples e iluminação pública, os preços aplicáveis à energia activa não apresentam diferenciação horária.

QUADRO 12
PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA A APLICAR AOS CLIENTES NOS
VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO

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

Legenda:

UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
(3)	Tarifas de BTN tri-horárias
(2)	Tarifas de BTN bi-horárias
(1)	Tarifas de BTN simples e social
(IP)	Tarifas de BTN de iluminação pública
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio

Artigo 52.º

Períodos tarifários

1 - Os períodos horários de entrega de energia eléctrica são os referidos no n.º 3 do Artigo 28.º.

2 - A duração dos períodos horários aplicáveis ao distribuidor vinculado em MT e AT e aos clientes não vinculados é caracterizada no Quadro 9.1 do Artigo 28.º.

3 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos aos clientes do SEP coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais, definidos no Artigo 28.º.

Artigo 53.º

Energia activa a facturar

A energia activa a facturar é determinada no Regulamento de Relações Comerciais.

Secção IX

Tarifas de Uso da Rede de Transporte

Artigo 54.º

Objecto

1 - A presente Secção estabelece as tarifas de Uso da Rede de Transporte, a aplicar ao distribuidor vinculado em MT e AT, que devem proporcionar os proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

2 - A presente Secção estabelece também as tarifas de Uso da Rede de Transporte, a aplicar aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados, que devem proporcionar os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados relativos ao transporte de energia eléctrica.

Artigo 55.º

Estrutura geral

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

- a) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT para os fornecimentos em MAT.
- b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT para os restantes fornecimentos.

2 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte são compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços da potência contratada.
- b) Preços da potência em horas de ponta.
- c) Preços da energia reactiva fornecida.
- d) Preços da energia reactiva recebida.

3 - Os preços da potência contratada e da potência em horas de ponta são estabelecidos em Euros por kW por mês.

4 - Os preços da energia reactiva são estabelecidos em Euros por kvarh.

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

6 - A energia reactiva associada à tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável pelo distribuidor vinculado só é facturada a clientes de MAT.

Artigo 56.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 aos fornecimentos 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 factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 13.
- 3 - Nos termos do número anterior, os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT podem ser diferenciados através dos seguintes elementos:
 - a) Nível de tensão.
 - b) Período tarifário.
- 4 - A tarifa convertida é constituída unicamente por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada e potência em horas de ponta.
- 5 - Nos fornecimentos aos clientes do SEP das opções tarifárias de BTN, os preços da potência em horas de ponta são convertidos de acordo com o Quadro 13 em preços de energia activa 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.

QUADRO 13
PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT A APLICAR AOS
CLIENTES NOS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO

		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					-
AT	4		X					SEP, SENV
MT	4		X					SEP, SENV
MT	3		X					SEP
BTE	3		X					SEP
BTN (3)	3			X				SEP
BTN (2)	2				X			SEP
BTN (1)	1					X		SEP
BTN (IP)	1					X		SEP

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 e social
(IP)	Tarifas de BTN de iluminação pública
TPp	Preço da potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio

Artigo 57.º

Períodos tarifários

1 - Os períodos horários de entrega de energia eléctrica são os referidos no n.º 3 do Artigo 28.º.

2 - A duração dos períodos horários aplicáveis ao distribuidor vinculado em MT e AT e aos clientes não vinculados é caracterizada no Quadro 9.1 do Artigo 28.º.

3 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos aos clientes do SEP coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, definidos no Artigo 28.º.

Artigo 58.º

Potência em horas de ponta, potência contratada e energia reactiva a facturar

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

Secção X

Tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Artigo 59.º

Objecto

A presente Secção estabelece as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, a aplicar aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados, que devem proporcionar os proveitos permitidos aos distribuidores vinculados na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

Artigo 60.º

Estrutura geral

- 1 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas pelos seguintes preços:
 - a) Preços da potência contratada.
 - b) Preços da potência em horas de ponta.
 - c) Preços da energia reactiva.
- 2 - Os preços da energia reactiva são discriminados, para cada tarifa, em:
 - a) Preços da energia reactiva fornecida.
 - b) Preços da energia reactiva recebida.
- 3 - Os preços da potência contratada e da potência em horas de ponta são estabelecidos em Euros por kW por mês.
- 4 - Os preços da energia reactiva são estabelecidos em Euros por kvarh.

Artigo 61.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 60.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 reactiva associada a esta tarifa só é facturada a clientes de AT.

Artigo 62.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 factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 14.

2 - Nos termos do número anterior, os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT podem ser diferenciados através dos seguintes elementos:

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

3 - Nos fornecimentos aos clientes do SEP de MT e BT e aos clientes não vinculados de MT a tarifa convertida é constituída unicamente por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada e potência em horas de ponta.

4 - Nos fornecimentos aos clientes do SEP 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 activa 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.

QUADRO 14
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	TWrf	TWrr	Aplicação
URD _{AT}	4	X	X					X	X	-
AT	4	X	X					X	X	SEP, SENV
MT	4		X							SEP, SENV
MT	3		X							SEP
BTE	3		X							SEP
BTN (3)	3			X						SEP
BTN (2)	2				X					SEP
BTN (1)	1					X				SEP
BTN (IP)	1					X				SEP

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 e social
 (IP) Tarifas de BTN de iluminação pública
 TPc Preço da potência contratada
 TPp Preço da potência em horas de ponta
 TWp Preço da energia activa em horas de ponta
 TWc Preço da energia activa em horas cheias
 TWvn Preço da energia activa em horas de vazio normal
 TWsv Preço da energia activa em horas de super vazio
 TWrf Preço da energia reactiva fornecida
 TWrr Preço da energia reactiva recebida

Artigo 63.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 60.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 reactiva associada a esta tarifa só é facturada a clientes de MT.

Artigo 64.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 factores de ajustamento para perdas, de acordo com o Quadro 15.

2 - Nos fornecimentos aos clientes do SEP de BT, a tarifa convertida é constituída unicamente por um preço de potência em horas de ponta, resultante da adição dos preços de potência contratada e de potência em horas de ponta.

3 - Nos fornecimentos aos clientes do SEP 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 activa 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.

QUADRO 15
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	TWrf	TWrr	Aplicação
URD _{MT}	4	X	X					X	X	-
MT	4	X	X					X	X	SEP, SENV
MT	3	X	X					X	X	SEP
BTE	3		X							SEP
BTN (3)	3			X						SEP
BTN (2)	2				X					SEP
BTN (1)	1					X				SEP
BTN (IP)	1					X				SEP

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 e social
(IP)	Tarifas de BTN de iluminação pública
TPc	Preço da potência contratada
TPp	Preço da potência em horas de ponta
TWp	Preço da energia activa em horas de ponta
TWc	Preço da energia activa em horas cheias
TWvn	Preço da energia activa em horas de vazio normal
TWsv	Preço da energia activa em horas de super vazio
TWrf	Preço da energia reactiva fornecida
TWrr	Preço da energia reactiva recebida

Artigo 65.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 60.º.

2 - Nos fornecimentos aos clientes do SEP 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 activa 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 potência contratada são definidos em Euros por mês, sendo variáveis por escalões de potência contratada.

Artigo 66.º

Períodos tarifários

- 1 - Os períodos horários de entrega de energia eléctrica são os referidos no n.º 3 do Artigo 28.º.
- 2 - A duração dos períodos horários aplicáveis ao distribuidor vinculado em MT e AT e aos clientes não vinculados é caracterizada no Quadro 9.1 do Artigo 28.º.
- 3 - Os períodos horários a considerar nos fornecimentos aos clientes do SEP coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, definidos no Artigo 28.º.

Artigo 67.º

Potência em horas de ponta, potência contratada e energia reactiva a facturar

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

Secção XI

Tarifas de Comercialização de Redes

Artigo 68.º

Objecto

A presente Secção estabelece as tarifas de Comercialização de Redes, a aplicar nos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados, que devem proporcionar os proveitos permitidos aos distribuidores vinculados na actividade de Comercialização de Redes.

Artigo 69.º

Estrutura geral

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

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

2 - As tarifas de Comercialização de Redes são compostas por um termo tarifário fixo com preços definidos em Euros por mês.

3 - A tarifa de Comercialização de Redes em BTE aplica-se aos fornecimentos em BT com potência contratada superior a 41,4 kW.

4 - A tarifa de Comercialização de Redes em BTN aplica-se aos fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA.

Secção XII

Tarifas de Comercialização no SEP

Artigo 70.º

Objecto

A presente Secção estabelece as tarifas de Comercialização no SEP, a aplicar aos fornecimentos a clientes do SEP, que devem proporcionar os proveitos permitidos aos distribuidores vinculados na actividade de Comercialização no SEP.

Artigo 71.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Comercialização no SEP são diferenciadas por nível de tensão e por tipo de fornecimento em BT, BTE ou BTN, sendo definidas três tarifas:

- a) Tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT.
- b) Tarifa de Comercialização no SEP em BTE.
- c) Tarifa de Comercialização no SEP em BTN.

2 - As tarifas de Comercialização no SEP são compostas por um termo tarifário fixo com preços definidos em Euros por mês.

3 - A tarifa de Comercialização no SEP em BTE aplica-se aos fornecimentos em BT com potência contratada superior a 41,4 kW.

4 - A tarifa de Comercialização no SEP em BTN aplica-se aos fornecimentos em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA.

Capítulo IV

Proveitos das actividades reguladas

Secção I

Proveitos da entidade concessionária da RNT

Artigo 72.º

Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica

1 - Os proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT para o ano t no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^E = \tilde{R}_{fixo\ t}^E + \tilde{R}_{variável\ t}^E \quad (1)$$

sendo:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{fixo\ t}^E = & \sum_{m=1}^{12} CAE_{fixo\ m,\ t} - CAE_t^{UGS} - CAE_t^{URT} + RE_t - RE_t^{UGS} + Ter_t + \\ & + Am_t^E + Act_t^E \times \frac{r^E}{100} + OC_t^E - S_t^E - \tilde{\Delta}_{fixo\ t-1}^E - \Delta_{fixo\ t-2}^E \end{aligned} \quad (2)$$

$$\tilde{R}_{variável\ t}^E = \sum_{m=1}^{12} \tilde{R}_{variável\ m}^E = \sum_{m=1}^{12} (\tilde{CAE}_{variável\ m,\ t} + \tilde{Imp}_{m,\ t} - \tilde{Exp}_{m,\ t}) \quad (3)$$

em que:

\tilde{R}_t^E	Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano t
$\tilde{R}_{fixo\ t}^E$	Componente fixa dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano t
$\tilde{R}_{variável\ t}^E$	Componente variável dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano t
$\tilde{R}_{variável\ m}^E$	Componente variável dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no mês m
$CAE_{fixo\ m,\ t}$	Encargos fixos decorrentes dos CAE em cada mês m do ano t
CAE_t^{UGS}	Custos decorrentes dos CAE imputados à actividade de Gestão Global do Sistema, no ano t

CAE_t^{URT}	Custos decorrentes dos CAE imputados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, no ano t
RE_t	Custos com aquisição de energia a produtores em regime especial, no ano t
RE_t^{UGS}	Custos com aquisição de energia a produtores em regime especial imputados à actividade de Gestão Global do Sistema, calculados de acordo com o estabelecido na norma e metodologia complementar, no ano t
Ter_t	Parcela associada a terrenos de centrais aceites para efeitos de regulação, no ano t
Am_t^E	Amortizações de outros activos fixos afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano t
Act_t^E	Valor médio de outros activos fixos afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores do início e do fim do ano
r^E	Taxa de remuneração permitida para o valor dos activos fixos afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem
OC_t^E	Outros custos do exercício associados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano t
S_t^E	Outros proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano t
$\tilde{\Delta}_{fixo\ t-1}^E$	Valor previsto do ajustamento da parcela fixa dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano $t-1$
$\Delta_{fixo\ t-2}^E$	Ajustamento da parcela fixa dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$
$\tilde{CAE}_{variável\ m,\ t}$	Encargos variáveis decorrentes dos CAE, em cada mês m do ano t
$\tilde{Imp}_{m,\ t}$	Encargos provenientes da importação de energia eléctrica ou de aquisição a produtores não vinculados, no mês m do ano t

$\tilde{Exp}_{m,t}$ Proveitos provenientes da exportação de energia eléctrica ou da venda a entidades do SENV, no mês m do ano t .

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

2 - A parcela associada a terrenos destinados à instalação de centrais é dada pela seguinte expressão:

$$Ter_t = Am_t^{Ter} + Act_t^{Ter} \times \frac{r^{Ter}}{100} - Liq_t^{Ter} \quad (4)$$

em que:

Ter_t Parcela associada a terrenos de centrais aceites para efeitos de regulação, no ano t

Am_t^{Ter} Amortizações de terrenos de centrais aceites para efeitos de regulação, no ano t

Act_t^{Ter} Valor médio do activo em terrenos de centrais líquido de amortizações, incluindo direitos de superfície, no ano t , aceite para efeitos de regulação, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

r^{Ter} Taxa de remuneração para o valor dos terrenos de centrais para o período de regulação, em percentagem

Liq_t^{Ter} Mais-valias ou menos-valias decorrentes da venda de terrenos de centrais realizadas no ano t , líquidas de impostos, aceites para efeitos de regulação.

As amortizações (Am_t^{Ter}) correspondem apenas aos terrenos para os quais a ERSE aceita a depreciação.

3 - Os outros custos do exercício (OC_t^E) devem ser desagregados de acordo com as regras definidas nas normas e metodologias complementares aplicáveis e são aceites pela ERSE desde que devidamente caracterizados e justificados pela entidade concessionária da RNT.

4 - O ajustamento $(\tilde{\Delta}_{fixo\ t-1}^E)$ é determinado pela seguinte expressão:

$$\tilde{\Delta}_{fixo\ t-1}^E = \left(\tilde{R}f_{fixo\ t-1}^E - \tilde{R}_{fixo\ t-1}^E - \tilde{N}VIMP_{t-1} - \tilde{I}tr_{t-1} - \tilde{A}mb_{t-1}^E + \tilde{G}A_{t-1} + \tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF} \right) \times \left(1 + \frac{i_t^E}{100} \right) \quad (5)$$

em que:

$\tilde{R}f_{fixo\ t-1}^E$ Valor previsto da componente fixa dos proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano $t-1$

$\tilde{R}_{fixo\ t-1}^E$ Valor previsto da componente fixa dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano $t-1$, determinados com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (2)

$\tilde{N}VIMP_{t-1}$ Valor previsto dos ganhos comerciais correspondentes a encargos de importações e de aquisições de energia eléctrica a produtores não vinculados deduzidos dos proveitos de exportações e de vendas de energia eléctrica ao SENV, considerados para efeitos de regulação, no ano $t-1$

$\tilde{I}tr_{t-1}$ Valor previsto dos encargos com contratos de interruptibilidade, no ano $t-1$

$\tilde{A}mb_{t-1}^E$ Valor previsto dos custos afectos a esta actividade relacionados com a promoção da qualidade do ambiente no ano $t-1$, aceites pela ERSE, de acordo com o relatório de execução do "Plano de Promoção da Qualidade Ambiental", conforme estabelecido nos n.ºs 9 e 10 do Artigo 121.º

$\tilde{G}A_{t-1}$ Valor previsto dos proveitos provenientes dos contratos de garantia de abastecimento, no ano $t-1$

$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF}$ Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano $t-1$ a incorporar no ano t , calculado de acordo com o Artigo 106.º

i_{t-1}^E Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

a) A parcela $(\tilde{N}VIMP_{t-1})$ é dada por:

$$\tilde{N}VIMP_{t-1} = \tilde{N}VIMPA_{t-1} + \tilde{N}VEXPV_{t-1} \quad (6)$$

em que:

$\tilde{N}VIMPA_{t-1}$ Valor previsto dos ganhos comerciais correspondentes a encargos de importações e de aquisições de energia eléctrica a detentores de licença de produção não vinculada, aceites para efeitos de regulação, no ano $t-1$

$\tilde{N}VEXPV_{t-1}$ Valor previsto dos ganhos comerciais decorrentes de proveitos de exportações e de vendas de energia eléctrica ao SENV, aceites para efeitos de regulação, no ano $t-1$.

A parcela $(\tilde{N}VIMPA_{t-1})$ é dada pela seguinte expressão:

$$\tilde{N}VIMPA_{t-1} = 0,5 \times \sum_{i=1}^m \sum_{k=1}^p (SEP_{i,t-1} - PA_{k,i,t-1}) \times \tilde{Q}A_{k,i,t-1} \quad (7)$$

em que:

m Número de períodos de acerto de contas

p Número de “contratos” de aquisição

$SEP_{i,t-1}$ Custo unitário da produção vinculada, substituída pela importação ou pela venda a entidades titulares de licença de produção não vinculada no período de acerto de contas i , no ano $t-1$, em Euros por kWh

$PA_{k,i,t-1}$ Preço de aquisição de importações ou de compras a entidades titulares de licença de produção não vinculada, pelo “contrato” k , no período de acerto de contas i , no ano $t-1$, em Euros por kWh

$\tilde{Q}A_{k,i,t-1}$ Valor previsto das quantidades importadas ou adquiridas a entidades titulares de licença de produção não vinculada, pelo “contrato” k , no período de acerto de contas i , no ano $t-1$, em kWh.

Na expressão (7) o preço $(PA_{k,i,t-1})$ é substituído pelo custo unitário $(SEP_{i,t-1})$, nos períodos de acerto de contas em que seja superior a este custo.

Os custos $(SEP_{i,t-1})$ são calculados valorizando a energia eléctrica correspondente pelo valor de substituição do sistema vinculado.

A parcela ($\tilde{N}VEXPV_{t-1}$) é dada pela seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{N}VEXPV_{t-1} = & 0,5 \times \sum_{i=1}^m (PV_{i,t-1} - Pc_{TEPi,t-1} - SEP_{i,t-1}) \times \tilde{Q}V_{i,t-1} + \\ & + 0,5 \times \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^r (P_{EXP j,i,t-1} - SEP_{i,t-1}) \times \tilde{Q}_{EXP j,i,t-1} \end{aligned} \quad (8)$$

em que:

m	Número de períodos de acerto de contas
r	Número de “contratos” de venda
$PV_{i,t-1}$	Preço de venda no Sistema de Ofertas, no período de acerto de contas i , no ano $t-1$, em Euros por kWh
$Pc_{TEPi,t-1}$	Parcela de potência da TEP para o período de acerto de contas i do ano $t-1$
$SEP_{i,t-1}$	Custo unitário da produção vinculada que foi mobilizada para as exportações ou vendas no Sistema de Ofertas, no período de acerto de contas i , no ano $t-1$, em Euros por kWh
$\tilde{Q}V_{i,t-1}$	Valor previsto das quantidades vendidas no Sistema de Ofertas, no período de acerto de contas i , no ano $t-1$, em kWh
$P_{EXP j,i,t-1}$	Preço de venda de exportações pelo “contrato” j , no período de acerto de contas i , no ano $t-1$, em Euros por kWh
\tilde{Q}_{EXP}	Valor previsto das quantidades exportadas pelo “contrato” j , no período de acerto de contas i , no ano $t-1$, em kWh.

Na expressão (8) o preço ($PV_{i,t-1} - Pc_{TEPi,t-1}$) é substituído pelo custo unitário ($SEP_{i,t-1}$), nos períodos de acerto de contas em que seja inferior a este custo.

Na expressão (8) o preço ($P_{EXP j,i,t-1}$) é substituído pelo custo unitário ($SEP_{i,t-1}$), nos períodos de acerto de contas em que seja inferior a este custo.

- b) O mecanismo de ajuste anual ($\tilde{\Delta}_{fixo t-1}^E$), é aplicado na definição dos proveitos a partir do ano 2003.

5 - O ajustamento $(\Delta_{fixo\ t-2}^E)$ é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta_{fixo\ t-2}^E = \left[\left(Rf_{fixo\ t-2}^E - R_{fixo\ t-2}^E - NVIMP_{t-2} - Itr_{t-2} - Amb_{t-2}^E + GA_{t-2} + \Delta_{t-2}^{TVCF} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) - \Delta_{prov}^E \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (9)$$

em que:

- $Rf_{fixo\ t-2}^E$ Componente fixa dos proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$
- $R_{fixo\ t-2}^E$ Componente fixa dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$, determinados com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (2)
- $NVIMP_{t-2}$ Ganhos comerciais correspondentes a encargos de importações e de aquisições de energia eléctrica a produtores não vinculados deduzidos dos proveitos de exportações e de vendas de energia eléctrica ao SENV, considerados para efeitos de regulação, no ano $t-2$
- Itr_{t-2} Encargos com contratos de interruptibilidade, no ano $t-2$
- Amb_{t-2}^E Custos afectos a esta actividade relacionados com a promoção da qualidade do ambiente no ano $t-2$, aceites pela ERSE, de acordo com o relatório de execução do “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental”, conforme estabelecido nos n.ºs 9 e 10 do Artigo 121.º
- GA_{t-2} Proveitos provenientes dos contratos de garantia de abastecimento, no ano $t-2$
- Δ_{prov}^E Valor do ajustamento provisório calculado no ano $t-2$ de acordo com o n.º 4, incluído nos proveitos permitidos do ano em curso como sendo o valor $(\tilde{\Delta}_{fixo\ t-1}^E)$

Δ_{t-2}^{TVCF} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano $t-2$ a incorporar no ano t , calculado de acordo com a expressão (132) do Artigo 106.º

i_{t-1}^E Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

a) A parcela ($NVIMP_{t-2}$) é dada por:

$$NVIMP_{t-2} = NVIMPA_{t-2} + NVEXPV_{t-2} \quad (10)$$

em que:

$NVIMPA_{t-2}$ Ganhos comerciais correspondentes a encargos de importações e de aquisições de energia eléctrica a detentores de licença de produção não vinculada, aceites para efeitos de regulação, no ano $t-2$

$NVEXPV_{t-2}$ Ganhos comerciais decorrentes de proveitos de exportações e de vendas de energia eléctrica ao SENV, aceites para efeitos de regulação, no ano $t-2$.

A parcela ($NVIMPA_{t-2}$) é dada pela seguinte expressão:

$$NVIMPA_{t-2} = 0,5 \times \sum_{i=1}^m \sum_{k=1}^p (SEP_{i,t-2} - PA_{k,i,t-2}) \times QA_{k,i,t-2} \quad (11)$$

em que:

m Número de períodos de acerto de contas

p Número de “contratos” de aquisição

$SEP_{i,t-2}$ Custo unitário de produção vinculada, que foi substituída no período de acerto de contas i , no ano $t-2$, em Euros por kWh

$PA_{k,i,t-2}$ Preço de aquisição de importações ou de compras a entidades titulares de licença de produção não vinculada, pelo “contrato” k , no período de acerto de contas i , no ano $t-2$, em Euros por kWh

$QA_{k,i,t-2}$ Quantidades importadas ou adquiridas a entidades titulares de licença de produção não vinculada, pelo “contrato” k , no período de acerto de contas i , no ano $t-2$, em kWh.

Na expressão (11) o preço $(PA_{k,i,t-2})$ é substituído pelo custo unitário $(SEP_{i,t-2})$, nos períodos em que seja superior a este custo.

Os custos $(SEP_{i,t-2})$ são calculados valorizando a energia eléctrica correspondente pelo valor de substituição do sistema vinculado.

A parcela $(NVEXPV_{t-2})$ é dada pela seguinte expressão:

$$NVEXPV_{t-2} = 0,5 \times \sum_{i=1}^m (PV_{i,t-2} - PC_{TEPi,t-2} - SEP_{i,t-2}) \times QV_{i,t-2} + 0,5 \times \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^r (P_{EXP j,i,t-2} - SEP_{i,t-2}) \times Q_{EXP j,i,t-2} \quad (12)$$

em que:

m	Número de períodos de acerto de contas
r	Número de “contratos” de venda
$PV_{i,t-2}$	Preço de venda no Sistema de Ofertas no período de acerto de contas i , no ano $t-2$, em Euros por kWh
$PC_{TEPi,t-2}$	Parcela de potência da TEP para o período de acerto de contas i do ano $t-2$
$SEP_{i,t-2}$	Custo unitário da produção vinculada, que foi mobilizada para as exportações ou vendas no Sistema de Ofertas no período de acerto de contas i , no ano $t-2$, em Euros por kWh
$QV_{j,i,t-2}$	Quantidades vendidas no Sistema de Ofertas no período de acerto de contas i , no ano $t-2$, em kWh.
$P_{EXP j,i,t-2}$	Preço de venda de exportações pelo “contrato” j , no período de acerto de contas i , no ano $t-2$, em Euros por kWh
Q_{EXP}	Quantidades exportadas pelo “contrato” j , no período de acerto de contas i , no ano $t-2$, em kWh

Na expressão (12) o preço $(PV_{i,t-2} - PC_{TEPi,t-2})$ é substituído pelo custo unitário $(SEP_{i,t-2})$, nos períodos de acerto de contas em que seja inferior a este custo.

Na expressão (12) o preço $(P_{EXP\ j,i,t-2})$ é substituído pelo custo unitário $(SEP_{i,t-2})$, nos períodos em que seja inferior a este custo.

- b) O mecanismo de ajuste anual $(\Delta_{fixo\ t-2}^E)$ é aplicado na definição dos proveitos a partir do ano 2004. Nos anos 2002 e 2003, o valor de $(\Delta_{fixo\ t-2}^E)$ é calculado de acordo com as regras do Artigo 22.º do anterior Regulamento Tarifário.
- c) O valor (Δ_{prov}^E) tem efeito na determinação dos proveitos permitidos a partir do ano 2004.
- d) Quando a necessidade de ajustamento resulte da diminuição do volume de vendas provocado pela adesão ao SENV de clientes do SEP, há que verificar:
- i) Em que medida tal diminuição não pôde ser compensada por vendas a terceiros, calculando o montante correspondente ao saldo que resulta da referida diminuição do volume de vendas e dos ganhos obtidos com a venda a terceiros.
 - ii) Qual a magnitude do aumento da Tarifa de Energia e Potência provocado pela diminuição do volume de vendas corrigido de acordo com a sub-álínea anterior.
- e) Caso a magnitude do aumento referida na alínea anterior seja inferior a 1,5 vezes a taxa de inflação verificada no ano t-2, procede-se exclusivamente ao ajuste da Tarifa de Energia e Potência.
- f) Caso a magnitude do aumento referida na alínea d) do n.º 5, seja superior a 1,5 vezes a taxa de inflação verificada no ano t-2, o montante referido na sub-álínea i) da alínea d) do n.º 5, é integralmente recuperado ao abrigo da tarifa de Uso Global do Sistema.
- g) As disposições previstas nas alíneas d) a f) do n.º 5 são aplicáveis até 2003.

Artigo 73.º

Proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema

1 - Os proveitos a recuperar pela entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema, no ano t, são dados pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{UGS} = \tilde{R}_t^{GGS} + RAA_t^{UGS} + RAM_t^{UGS} \quad (13)$$

em que:

\tilde{R}_t^{UGS} Proveitos a recuperar pela entidade concessionária da RNT, no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema, no ano t

\tilde{R}_t^{GGS}	Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT, no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema, no ano t
RAA_t^{UGS}	Custo com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores, no ano t
RAM_t^{UGS}	Custo com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira, no ano t

2 - Os proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT, no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema (\tilde{R}_t^{GGS}), no ano t , são dados pela seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{GGS} = & Am_t^{UGS} + Act_t^{UGS} \times \frac{r^{UGS}}{100} + CAE_t^{UGS} + OG_t^{UGS} + REG_t + \\ & + RE_t^{UGS} - S_t^{UGS} - \Delta_{t-2}^{UGS} \end{aligned} \quad (14)$$

em que:

Am_t^{UGS}	Amortizações dos activos fixos afectos à actividade de Gestão Global do Sistema, associados ao Gestor do Sistema, ao Gestor de Ofertas, ao Acerto de Contas entre o SEP e o SENV e às telecomunicações de segurança, no ano t
Act_t^{UGS}	Valor médio dos activos fixos afectos à actividade de Gestão Global do Sistema, líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano, associados ao Gestor do Sistema, ao Gestor de Ofertas, ao Acerto de Contas entre o SEP e o SENV e às telecomunicações de segurança
r^{UGS}	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo afecto à actividade de Gestão Global do Sistema, fixada para o período de regulação, em percentagem
CAE_t^{UGS}	Custos decorrentes dos CAE imputados à actividade de Gestão Global do Sistema, no ano t
OG_t^{UGS}	Custos de exploração associados ao Gestor do Sistema, ao Gestor de Ofertas, ao Acerto de Contas entre o SEP e o SENV e às telecomunicações de segurança, no ano t
REG_t	Custos com a ERSE, no ano t

RE_t^{UGS}	Custos com aquisição de energia a produtores em regime especial imputados à actividade de Gestão Global do Sistema, no ano t
S_t^{UGS}	Outros proveitos da entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema, no ano t
Δ_{t-2}^{UGS}	Ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema facturados no ano $t-2$.

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

3 - O custo com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (RAA_t^{UGS}) é dado pela expressão:

$$RAA_t^{UGS} = SA_t^{AGS} + SA_t^D + SA_t^C \quad (15)$$

em que:

SA_t^{AGS}	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA, calculado de acordo com a expressão (54) do Artigo 85.º, no ano t
SA_t^D	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA, calculado de acordo com a expressão (55) do Artigo 85.º, no ano t
SA_t^C	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA, calculado de acordo com a expressão (56) do Artigo 85.º, no ano t .

4 - O custo com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (RAM_t^{UGS}) é dado pela expressão:

$$RAM_t^{UGS} = SM_t^{AGS} + SM_t^D + SM_t^C \quad (16)$$

em que:

SM_t^{AGS}	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAM, calculado de acordo com a expressão (65) do Artigo 89.º, no ano t
--------------	--

SM_t^D Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAM, calculado de acordo com a expressão (66) do Artigo 89.º, no ano t

SM_t^C Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAM, calculado de acordo com a expressão (67) do Artigo 89.º, no ano t .

5 - Os activos fixos afectos à actividade de Gestão Global do Sistema correspondem aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da entidade concessionária da RNT.

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

7 - Os custos de exploração associados ao Gestor do Sistema compreendem, entre outros, os custos com serviços adquiridos a produtores não vinculados, bem como os custos associados à utilização da rede de telecomunicações de segurança.

8 - Os custos (RE_t^{UGS}) referidos no número anterior correspondem à diferença entre os custos de aquisição aos produtores em regime especial e os custos que seriam incorridos pelo SEP para produção daquela energia, de acordo com as regras estabelecidas para o efeito nas normas e metodologias complementares.

9 - O ajustamento (Δ_{t-2}^{UGS}) previsto na expressão (14) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{UGS} = (Rf_{t-2}^{UGS} - R_{t-2}^{UGS} - Amb_{t-2}^{UGS}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{UGS}}{100} \right)^2 \quad (17)$$

em que:

Δ_{t-2}^{UGS} Ajustamento no ano t dos proveitos da tarifa de Uso Global do Sistema facturados no ano $t-2$

Rf_{t-2}^{UGS} Proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema no ano $t-2$

R_{t-2}^{UGS} Proveitos a recuperar pela entidade concessionária da RNT através da tarifa de Uso Global do Sistema no ano $t-2$, calculados em $t-1$ de acordo com a expressão (13), com base nos valores verificados em $t-2$

Amb_{t-2}^{UGS} Custos afectos a esta actividade relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, no ano $t-2$, aceites pela ERSE de acordo com o relatório de execução do “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental”, conforme estabelecido nos n.ºs 9 e 10 do Artigo 121.º

i_{t-1}^{UGS} Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

- a) O mecanismo de ajuste anual previsto neste artigo é aplicado na definição dos proveitos a partir do ano 2004. Nos anos 2002 e 2003, o valor de (Δ_{t-2}^{UGS}) é calculado de acordo com as regras do Artigo 24.º do anterior Regulamento Tarifário.
- b) Em 2004, na expressão (17) os proveitos a recuperar pela entidade concessionária da RNT (R_{t-2}^{UGS}) são substituídos pelos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT através da tarifa de Uso Global do Sistema no ano $t-2$, calculados em $t-1$ de acordo com a expressão (14), com base nos valores verificados em $t-2$ (\tilde{R}_{t-2}^{GGS}).

Artigo 74.º

Proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica

1 - Os proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT, no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, no ano t , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^T = Am_t^T + Act_t^T \times \frac{r^T}{100} + CC_t^T + OC_t^T + CAE_t^{URT} - S_t^T - \Delta_{t-2}^T \quad (18)$$

em que:

\tilde{R}_t^T Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT, no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, no ano t

Am_t^T Amortizações dos activos fixos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, no ano t

Act_t^T Valor médio dos activos fixos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano

r^T	Taxa de remuneração permitida para o valor dos activos fixos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem
CC_t^T	Custos correspondentes a fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal, relativos ao ano t
OC_t^T	Outros custos do exercício associados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, no ano t
CAE_t^{URT}	Custos decorrentes dos CAE imputados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, no ano t
S_t^T	Proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t
Δ_{t-2}^T	Ajustamento no ano t , dos proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte facturados no ano $t-2$.

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

2 - Os activos fixos afectos ao transporte (Act_t^T), referidos no número anterior, correspondem aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da entidade concessionária da RNT.

3 - Os proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte (S_t^T) referidos no n.º 1 correspondem, nomeadamente, aos originados pelas ligações à RNT e pelo saldo dos pagamentos entre operadores de sistema das redes interligadas europeias.

4 - O ajustamento (Δ_{t-2}^T) previsto na expressão (18) é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^T = \left(Rf_{t-2}^T - R_{t-2}^T - Amb_{t-2}^T \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^T}{100} \right)^2 \quad (19)$$

em que:

- Δ_{t-2}^T Ajustamento no ano t , dos proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte facturados no ano $t-2$
- Rf_{t-2}^T Proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano $t-2$
- R_{t-2}^T Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT através das tarifas de Uso da Rede de Transporte no ano $t-2$, calculados em $t-1$ através da expressão (18), com base nos valores verificados em $t-2$
- Amb_{t-2}^T Custos afectos a esta actividade relacionados com a promoção da qualidade do ambiente no ano $t-2$, aceites pela ERSE, de acordo com o relatório de execução do “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental”, conforme estabelecido nos n.ºs 9 e 10 do Artigo 121.º
- i_{t-1}^T Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

- a) O mecanismo de ajuste anual previsto neste artigo é aplicado na definição dos proveitos a partir do ano 2004. Nos anos 2002 e 2003, o valor de (Δ_{t-2}^T) é calculado de acordo com as regras do Artigo 26.º do anterior Regulamento Tarifário.

Artigo 75.º

Encargos mensais da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica

1 - Os encargos mensais com a aquisição de energia eléctrica são calculados como sendo:

$$Enc_m = \frac{1}{12} \tilde{R}_{fixo\ t}^E + \tilde{R}_{variável\ m}^E + \frac{\Delta V_{i-2}^{BT}}{3} + \frac{\Delta V_{i-2}^{NT}}{3} + Cm_{cp,m} \times (E_{SEP\ m} - \tilde{E}_{SEP\ m}) \quad (20)$$

em que:

- m Mês
- i Trimestre a que pertence o mês m ($i=1, 2, 3, 4$)
- $\tilde{R}_{variável\ m}^E$ Componente variável dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no mês m

ΔV_{i-2}^{BT}	Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos clientes de BT
ΔV_{i-2}^{NT}	Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos clientes de MAT, AT e MT
$Cm_{cp,m}$	Custo marginal de energia de curto prazo das centrais do SEP no mês m do ano t , previsto no ano $t-1$
$E_{SEP m}$	Energia eléctrica afecta aos consumos do SEP emitida para a rede pelas centrais de produção do SEP, bem como a energia eléctrica importada deduzida da energia eléctrica exportada, no mês m
$\tilde{E}_{SEP m}$	Valor previsional da energia eléctrica afecta aos consumos do SEP emitida para a rede pelas centrais de produção do SEP, bem como a energia eléctrica importada deduzida da energia eléctrica exportada, no mês m do ano t , previsto no ano $t-1$.

2 - O ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos clientes de BT (ΔV_{i-2}^{BT}) é dado por:

$$\begin{aligned} \Delta V_{i-2}^{BT} &= DFF - DF_{REF} && \text{se } DFF > DF_{REF} \\ \Delta V_{i-2}^{BT} &= 0 && \text{se } -DF_{REF} < DFF < DF_{REF} \\ \Delta V_{i-2}^{BT} &= DFF + DF_{REF} && \text{se } DFF < -DF_{REF} \end{aligned}$$

em que:

DFF	Diferença acumulada na entidade concessionária da RNT, entre o valor do desvio mensal da parcela dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP, previstos e reais, afectos aos consumos em BT
-------	--

$$DFF = DF_{i-3} + \sum_{m=1}^3 (\Delta R_{variável m}^{BT})$$

m Mês de cada trimestre ($m=1, 2, 3$)

i Trimestre i , com $i=1, 2, 3, 4$

$\Delta R_{variável m}^{BT}$	Desvio mensal da parcela variável de aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP afecto aos consumos em BT, no mês m , calculado pela expressão (24)
DF_{i-3}	Saldo no final do trimestre $i-3$ da conta de diferença de facturação trimestral
DF_{REF}	Valor de referência do saldo da diferença de facturação, definido pela ERSE para o período de regulação

calculando-se em cada trimestre o novo saldo da conta de diferença de facturação trimestral através de:

$$DF_{i-2} = DFF - \Delta V_{i-2}^{BT} \quad (21)$$

3 - O ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos clientes de MAT, AT e MT (ΔV_{i-2}^{NT}) é dado por:

$$\Delta V_{i-2}^{NT} = \sum_{m=1}^3 (\Delta R_{variável m}^{NT}) \quad (22)$$

em que:

$\Delta R_{variável m}^{NT}$	Desvio mensal da parcela variável de aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP afecto aos consumos em NT, no mês m , calculado pela expressão (25).
------------------------------	--

4 - A afectação do desvio mensal da parcela variável de aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP aos consumos em MAT, AT e MT e aos consumos em BT, é determinada por:

$$\Delta R_{variável m} = -\tilde{R}_{variável m}^E + CAE_m + Imp_m - Exp_m + CH_m - Cm_{cp,m} \times (E_{SEP m} - \tilde{E}_{SEP m}) \quad (23)$$

$$\Delta R_{variável m}^{BT} = \alpha \Delta R_{variável m} \quad (24)$$

$$\Delta R_{variável m}^{NT} = \beta \Delta R_{variável m} \quad (25)$$

sendo:

$$\alpha = \tilde{R}_{TEP_t}^{BT} / \tilde{R}_t^E$$

$$\beta = \tilde{R}_{TEP_t}^{NT} / \tilde{R}_t^E$$

em que:

$\Delta R_{variável\ m}$	Desvio mensal da parcela variável de aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP, no mês m
$\Delta R_{variável\ m}^{BT}$	Desvio mensal da parcela variável de aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP, afecto aos consumos em BT, no mês m
$\Delta R_{variável\ m}^{NT}$	Desvio mensal da parcela variável de aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP, afecto aos consumos em NT, no mês m
CAE_m	Encargos variáveis decorrentes dos CAE, em cada mês m do ano t
Imp_m	Encargos provenientes da importação de energia eléctrica ou de aquisição a produtores não vinculados, no mês m
Exp_m	Proveitos provenientes da exportação de energia eléctrica ou da venda a entidades do SENV, no mês m
CH_m	Diferencial de correcção de hidraulicidade, no mês m
$Cm_{cp,m}$	Custo marginal de energia de curto prazo das centrais do SEP no mês m do ano t , previsto no ano $t-1$
$E_{SEP\ m}$	Energia eléctrica afecta aos consumos do SEP emitida para a rede pelas centrais de produção do SEP, bem como a energia eléctrica importada deduzida da energia eléctrica exportada, no mês m
$\tilde{E}_{SEP\ m}$	Valor previsional da energia eléctrica afecta aos consumos do SEP emitida para a rede pelas centrais de produção do SEP, bem como a energia eléctrica importada deduzida da energia eléctrica exportada, no mês m do ano t , previsto no ano $t-1$
$\tilde{R}_{TEP_t}^{BT}$	Proveitos permitidos ao distribuidor vinculado no ano t , por aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos clientes finais em BT, calculados pelo produto da tarifa pelas quantidades que se prevê vender

$\tilde{R}_{TEP_t}^{NT}$

Proveitos permitidos ao distribuidor vinculado para o ano t , por aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos clientes finais em MAT, AT e MT calculados pelo produto da tarifa pelas quantidades que se prevê vender em cada um dos níveis de tensão.

Secção II

Proveitos do Distribuidor Vinculado

Artigo 76.º

Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

1 - Os proveitos permitidos aos distribuidores vinculados no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^D = \sum_{j=1}^2 \left(F_{j,t}^D + P_{j,t}^D \times E_{j,t}^D - \Delta_{j,t-2}^D \right) \quad (26)$$

em que:

\tilde{R}_t^D	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t
$F_{j,t}^D$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t , por nível de tensão j
j	Nível de tensão $j=1, 2$ respectivamente para AT/MT e BT
$P_{j,t}^D$	Componentes variáveis unitárias dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão j , no ano t , em Euros por kWh
$E_{j,t}^D$	Energia eléctrica entregue pela rede de distribuição no nível de tensão j a clientes vinculados e não vinculados, no ano t , em kWh
$\Delta_{j,t-2}^D$	Ajustamento no ano t , dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$, por nível de tensão j .

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

2 - A componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é fixada para o primeiro ano do período de regulação ($F_{j,1}^D$) e evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$F_{j,t}^D = \begin{cases} F_{j,1}^D & t=1 \\ F_{j,t-1}^D \times \left(1 + \frac{IPC_{t-1} - X_{F,j}^D}{100} \right) & t=2, 3 \end{cases} \quad (27)$$

em que:

$F_{j,1}^D$	Componente fixa dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição no primeiro ano do período de regulação, por nível de tensão
$F_{j,t-1}^D$	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano $t-1$, por nível de tensão
IPC_{t-1}	Taxa de inflação no ano $t-1$, em percentagem
$X_{F,j}^D$	Parâmetro associado à componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão, em percentagem.

3 - A componente variável unitária dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição é fixada para o primeiro ano do período de regulação ($P_{j,1}^D$) e evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$P_{j,t}^D = \begin{cases} P_{j,1}^D & t=1 \\ P_{j,t-1}^D \times \left(1 + \frac{IPC_{t-1} - X_{P,j}^D}{100} \right) & t=2, 3 \end{cases} \quad (28)$$

em que:

$P_{j,1}^D$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão j , no primeiro ano do período de regulação, em Euros por kWh
$P_{j,t-1}^D$	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão j , no ano $t-1$, em Euros por kWh
IPC_{t-1}	Taxa de inflação no ano $t-1$, em percentagem
$X_{P,j}^D$	Parâmetro associado à componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no nível de tensão j , em percentagem.

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

$$\Delta_{j,t-2}^D = (Rf_{j,t-2}^D - R_{j,t-2}^D - PP_{j,t-2} - RQS_{t-2} - Amb_{j,t-2}^D) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^D}{100} \right)^2 \quad (29)$$

em que:

$Rf_{j,t-2}^D$	Proveitos por nível de tensão resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos clientes vinculados e não vinculados, incluindo o uso da rede de BT, no ano $t-2$
$R_{j,t-2}^D$	Proveitos permitidos por nível de tensão para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$, calculados em $t-1$, de acordo com a expressão (26), com base nos valores verificados em $t-2$
$PP_{j,t-2}$	Incentivo à redução das perdas por nível de tensão na rede de distribuição, no ano $t-2$
RQS_{t-2}	Incentivo à melhoria da qualidade de serviço a aplicar em MT, no ano $t-2$
$Amb_{j,t-2}^D$	Custos por nível de tensão afectos a esta actividade relacionados com a promoção da qualidade do ambiente no ano $t-2$, aceites pela ERSE, de acordo com o relatório de execução do “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental”, conforme estabelecido nos n.ºs 13 e 14 do Artigo 125.º
i_{t-1}^D	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

- a) O incentivo à redução das perdas na rede de distribuição ($PP_{j,t-2}$) é valorizado como sendo:

$$PP_{j,t-2} = V_{p,t-2} \times (P_{j,t-2}^* - P_{j,t-2}) / 100 \times E_{j,t-2}^D \quad (30)$$

em que:

$V_{p,t-2}$	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano $t-2$, em Euros por kWh
$P_{j,t-2}^*$	Nível de referência das perdas na rede de distribuição no ano $t-2$, por nível de tensão, em percentagem
$P_{j,t-2}$	Nível de perdas no ano $t-2$, por nível de tensão, em percentagem
$E_{j,t-2}^D$	Energia eléctrica entregue por nível de tensão pela rede de distribuição a clientes vinculados e não vinculados no ano $t-2$, em kWh.

O nível de perdas $(P_{j,t-2})$ é dado pelo quociente entre as perdas e a energia entregue pela rede de distribuição a clientes vinculados e não vinculados.

O nível de referência das perdas $(P_{j,t-2}^*)$ é fixado para cada um dos anos do período de regulação, por nível de tensão.

A valorização das perdas $(V_{p,t-2})$ é dada pelo preço médio de venda de energia eléctrica da entidade concessionária da RNT, aos distribuidores vinculados no ano $t-2$.

Para efeito de determinação do incentivo à redução das perdas, a diferença entre o nível de perdas num ano t $(P_{j,t})$ e o nível de referência estabelecido para esse ano $(P_{j,t}^*)$ é limitada a 1%.

- b) O valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço (RQS_{t-2}) na rede de distribuição em MT depende do valor da energia não distribuída (END_{t-2}) nos seguintes termos:

Quando $END_{t-2} < END_{REF\ t-2} - \Delta V$:

$$RQS_{t-2} = \text{Min}\{RQS_{\text{max}\ t-2}, ((END_{REF\ t-2} - \Delta V) - END_{t-2}) \times VEND_{t-2}\}$$

Quando $END_{REF\ t-2} - \Delta V \leq END_{t-2} \leq END_{REF\ t-2} + \Delta V$:

$$RQS_{t-2} = 0$$

Quando $END_{t-2} > END_{REF\ t-2} + \Delta V$:

$$RQS_{t-2} = \text{Max}\{RQS_{\text{min}\ t-2}, ((END_{REF\ t-2} + \Delta V) - END_{t-2}) \times VEND_{t-2}\}$$

em que:

$RQS_{\text{max}\ t-2}$ Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à melhoria da qualidade de serviço, no ano $t-2$

$RQS_{\text{min}\ t-2}$ Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da qualidade de serviço, no ano $t-2$

END_{t-2} Energia não distribuída em kWh, no ano $t-2$

- $END_{REF\ t-2}$ Energia não distribuída de referência em kWh, no ano $t-2$
- $\pm \Delta V_{t-2}$ Banda de valor da energia não distribuída em torno de $(END_{REF\ t-2})$ a partir da qual é atribuído o incentivo à melhoria da qualidade de serviço, no ano $t-2$
- $VEND_{t-2}$ Valorização da energia não distribuída no ano $t-2$, em Euros por kWh.

O valor da energia não distribuída é calculado como sendo:

$$END = ED \times TIEPI / T \quad (31)$$

em que:

- ED Energia entrada na rede de distribuição em MT durante o ano, em kWh
- $TIEPI$ Tempo de interrupção equivalente da potência instalada, em horas, calculado para toda a rede de distribuição em MT, de acordo com o Regulamento da Qualidade de Serviço
- T Número de horas do ano.

- c) O incentivo à melhoria da qualidade de serviço previsto na alínea anterior produz efeitos a partir do ano 2003.
- d) O mecanismo de ajuste anual previsto neste artigo é aplicado na definição dos proveitos a partir do ano 2004. Nos anos 2002 e 2003, o valor de $(\Delta_{j,t-2}^D)$ é calculado de acordo com as regras do Artigo 36.º do anterior Regulamento Tarifário.

Artigo 77.º

Proveitos da actividade de Comercialização de Redes

1 - Os proveitos permitidos aos distribuidores vinculados, no âmbito da actividade de Comercialização de Redes, no ano t , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{CR} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{CR} = \sum_j Act_{j,t}^{CR} \times \frac{r^{CR}}{100} + Am_{j,t}^{CR} + C_{j,t}^{CR} - \Delta_{j,t-2}^{CR} \quad (32)$$

em que:

\tilde{R}_t^{CR}	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Redes, no ano t
$\tilde{R}_{j,t}^{CR}$	Proveitos permitidos por nível de tensão ou tipo de fornecimento j , no ano t
J	Níveis de tensão ou tipo de fornecimento NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN
$Act_{j,t}^{CR}$	Valor médio do activo fixo afecto a esta actividade por nível de tensão j incluindo os equipamentos de medição de energia eléctrica, líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano
r^{CR}	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo definido para o período de regulação, no ano t , em percentagem
$Am_{j,t}^{CR}$	Amortizações do activo fixo afecto a esta actividade, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j , no ano t
$C_{j,t}^{CR}$	Custos anuais da estrutura comercial por nível de tensão j afectos à actividade de Comercialização de Redes e aceites pela ERSE, no ano t
$\Delta_{j,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Comercialização de Redes, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j , relativa ao ano $t-2$.

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

2 - Os custos ($C_{j,t}^{CR}$) incluem a leitura, a contratação, o tratamento e a disponibilização de dados, a facturação, a cobrança e a gestão da cobrança e o atendimento presencial e telefónico.

3 - O ajustamento ($\Delta_{j,t-2}^{CR}$) previsto na expressão (32) é dado por:

$$\Delta_{j,t-2}^{CR} = (Rf_{j,t-2}^{CR} - \tilde{R}_{j,t-2}^{CR}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{CR}}{100} \right)^2 \quad (33)$$

em que:

$Rf_{j,t-2}^{CR}$	Proveitos facturados pelos distribuidores vinculados por nível de tensão por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes no ano $t-2$
-------------------	---

$\tilde{R}_{j,t-2}^{CR}$ Proveitos permitidos aos distribuidores vinculados no âmbito da actividade de Comercialização de Redes por nível de tensão ou tipo de fornecimento, com base nos quais foi determinada a Tarifa de Comercialização de Redes para vigorar no ano $t-2$

i_{t-1}^{CR} Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

- a) O mecanismo de ajuste anual previsto neste artigo é aplicado na definição dos proveitos a partir do ano 2004. Nos anos 2002 e 2003, o valor de $\left(\Delta_{j,t-2}^{CR}\right)$ é nulo.

Artigo 78.º

Proveitos da actividade de Comercialização no SEP

1 - Os proveitos permitidos aos distribuidores vinculados, no âmbito da actividade de Comercialização no SEP, no ano t , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{CE} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{CE} = \sum_j Act_{j,t}^{CE} \times \frac{r^{CE}}{100} + Am_{j,t}^{CE} + C_{j,t}^{CE} - \Delta_{j,t-2}^{CE} \quad (34)$$

em que:

\tilde{R}_t^{CE} Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização no SEP, no ano t

$\tilde{R}_{j,t}^{CE}$ Proveitos permitidos por nível de tensão ou tipo de fornecimento j , no ano t

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

$Act_{j,t}^{CE}$ Valor médio do activo fixo por nível de tensão j afecto a esta actividade, líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

r^{CE} Taxa de remuneração a aplicar ao activo fixo, definida para o período de regulação, no ano t , em percentagem

$Am_{j,t}^{CE}$ Amortizações do activo fixo afecto a esta actividade, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j , no ano t

$C_{j,t}^{CE}$ Custos anuais da estrutura comercial por nível de tensão j afectos à actividade de Comercialização no SEP e aceites pela ERSE, no ano t

$\Delta_{j,t-2}^{CE}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Comercialização no SEP, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j , relativa ao ano $t-2$.

2 - Os custos ($C_{j,t}^{CE}$) incluem a leitura, a contratação, o tratamento e disponibilização de dados, a facturação, a cobrança e a gestão da cobrança e o atendimento presencial e telefónico.

3 - O ajustamento ($\Delta_{j,t-2}^{CE}$) previsto na expressão (34) é dado por:

$$\Delta_{j,t-2}^{CE} = \left[Rf_{j,t-2}^{CE} - \tilde{R}_{j,t-2}^{CE} - GP_{j,t-2} - 0,5 \times (BGP_{j,t-2}^{CE} - CGP_{j,t-2}^{CE}) \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{CE}}{100} \right)^2 \quad (35)$$

em que:

$Rf_{j,t-2}^{CE}$ Proveitos facturados pelos distribuidores vinculados por nível de tensão j por aplicação da Tarifa de Comercialização no SEP, no ano $t-2$

$\tilde{R}_{j,t-2}^{CE}$ Proveitos permitidos aos distribuidores vinculados no âmbito da actividade de Comercialização no SEP por nível de tensão j , com base nos quais foi determinada a Tarifa de Comercialização no SEP para vigorar no ano $t-2$

$GP_{j,t-2}$ Custos afectos a esta actividade relativos a programas de gestão da procura por nível de tensão, aceites pela ERSE no ano $t-2$, de acordo com o relatório de execução do “Programa de Gestão da Procura”, conforme estabelecido nos n.ºs 15 e 16 do Artigo 125.º

$BGP_{j,t-2}^{CE}$ Benefícios estimados no “Plano de Gestão da Procura” apresentado para o ano $t-2$ pelos distribuidores vinculados, relativos à execução de medidas de gestão da procura, por nível de tensão j

$CGP_{j,t-2}^{CE}$ Custos estimados no “Plano de Gestão da Procura” apresentado para o ano $t-2$ pelos distribuidores vinculados, relativos às medidas de gestão da procura consideradas, por nível de tensão j

i_{t-1}^{CE} Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

- a) O mecanismo de ajuste anual previsto neste artigo é aplicado na definição dos proveitos a partir do ano 2004. Nos anos 2002 e 2003, o valor de $\left(\Delta_{j,t-2}^{CE}\right)$ é igual ao ajuste $\left(\Delta_{t-2}^C\right)$ definido no Artigo 38.º do anterior Regulamento Tarifário.

Artigo 79.º

Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos clientes do SEP

1 - Os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos fornecimentos aos clientes do SEP, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{TEP t}^D = \tilde{R}_t^E + C_{SENVt} - \tilde{\Delta}_{TEP t-1}^{BT} - \Delta_{TEP t-2}^{BT} - \Delta_{TEP t-2}^{NT} \quad (36)$$

em que:

\tilde{R}_t^E	Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano t
C_{SENVt}	Custo permitido para a parcela de aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados, importações directas e importações através da entidade concessionária da RNT, no ano t , limitado ao custo de aquisição ao SEP
$\tilde{\Delta}_{TEP t-1}^{BT}$	Diferença entre o valor previsto facturar pelos distribuidores vinculados no ano $t-1$ por aplicação da tarifa de Energia e Potência de BT aos fornecimentos aos clientes finais em BT, e o valor previsional de pagamento à entidade concessionária da RNT ao longo do ano, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica para abastecimento dos clientes de BT
$\Delta_{TEP t-2}^{BT}$	Diferença entre os valores facturados pelos distribuidores vinculados no ano $t-2$ por aplicação da Tarifa de Energia e Potência de BT aos fornecimentos aos clientes finais em BT e os valores pagos à entidade concessionária da RNT ao longo do ano, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica para abastecimento dos clientes de BT

$\Delta_{TEP t-2}^{NT}$ Diferença entre os valores facturados pelos distribuidores vinculados no ano $t-2$ por aplicação da Tarifa de Energia e Potência de MAT, AT e MT aos fornecimentos aos clientes finais e os valores pagos à entidade concessionária da RNT ao longo do ano, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica para abastecimento dos clientes de MAT, AT e MT.

2 - O desvio ($\Delta_{TEP t-1}^{BT}$) é dado pela expressão:

$$\Delta_{TEP t-1}^{BT} = \left[\tilde{R}f_{TEP t-1}^{BT} - \tilde{R}_{TEP t-1}^{BT} - \left(\sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{BT} \right)_{t-1} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (37)$$

se não houve limite ao crescimento das tarifas em BT

$$\Delta_{TEP t-1}^{BT} = \left[\tilde{R}f_{TEP t-1}^{*BT} - \tilde{R}_{TEP t-1}^{BT} - \left(\sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{BT} \right)_{t-1} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (38)$$

se houve limite ao crescimento das tarifas em BT

em que:

$\tilde{R}f_{TEP t-1}^{BT}$ Valores previstos dos proveitos facturados pelos distribuidores vinculados no ano $t-1$ por aplicação da Tarifa de Energia e Potência de BT às quantidades consumidas pelos clientes finais em BT

$\tilde{R}f_{TEP t-1}^{*BT}$ Valores previstos dos proveitos que seriam facturados pelos distribuidores vinculados no ano $t-1$ por aplicação da Tarifa de Energia e Potência de BT que existiria caso não tivessem ocorrido limitações aos acréscimos das tarifas em BT, dados por:

$$\tilde{R}f_{TEP t-1}^{*BT} = \tilde{R}f_{TEP t-1}^{BT} - \left[W_{t-1} - W_{t-2} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \right]$$

W_{t-1} Valor acumulado no ano $t-1$ dos custos não repercutidos nas tarifas em anos anteriores conforme definido no presente Capítulo

W_{t-2} Valor acumulado no ano $t-2$ dos custos não repercutidos nas tarifas em anos anteriores conforme definido no presente Capítulo

$\tilde{R}_{TEP t-1}^{BT}$ Valor previsto dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no ano $t-1$, por aplicação da Tarifa de Energia e Potência de BT aos fornecimentos aos clientes finais em BT, pelo produto da tarifa pelas quantidades que se previu vender

$\left(\sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{BT}\right)_{t-1}$ Valor previsto de ajuste anual, dado pela soma dos ajustes trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos fornecimentos aos clientes de BT, calculado de acordo com o Artigo 75.º

i_{t-1}^E Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

3 - O desvio ($\Delta_{TEP t-2}^{BT}$) é dado pela expressão:

$$\Delta_{TEP t-2}^{BT} = \left[Rf_{TEP t-2}^{BT} - \tilde{R}_{TEP t-2}^{BT} - \left(\sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{BT}\right)_{t-2} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right) - \Delta_{prov}^{BT} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right) \quad \text{se não houve limite ao crescimento das tarifas em BT} \quad (39)$$

$$\Delta_{TEP t-2}^{BT} = \left[Rf_{TEP t-2}^{*BT} - \tilde{R}_{TEP t-2}^{BT} - \left(\sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{BT}\right)_{t-2} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right) - \Delta_{prov}^{BT} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100}\right) \quad \text{se houve limite ao crescimento das tarifas em BT} \quad (40)$$

em que:

$Rf_{TEP t-2}^{BT}$ Proveitos facturados pelos distribuidores vinculados no ano $t-2$ por aplicação da Tarifa de Energia e Potência de BT às quantidades consumidas pelos clientes finais em BT

$Rf_{TEP t-2}^{*BT}$ Proveitos que seriam facturados pelos distribuidores vinculados no ano $t-2$ por aplicação da Tarifa de Energia e Potência de BT que existiria caso não tivessem ocorrido limitações aos acréscimos das tarifas em BT, dados por:

$$Rf_{TEP t-2}^{*BT} = Rf_{TEP t-2}^{BT} - \left[W_{t-2} - W_{t-3} \times \left(1 + \frac{i_{t-2}^E}{100}\right) \right]$$

W_{t-2}	Valor acumulado no ano $t-2$ dos custos não repercutidos nas tarifas em anos anteriores conforme definido no presente Capítulo
W_{t-3}	Valor acumulado no ano $t-3$ dos custos não repercutidos nas tarifas em anos anteriores conforme definido no presente Capítulo
$\tilde{R}_{TEP t-2}^{BT}$	Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no ano $t-2$, por aplicação da Tarifa de Energia e Potência de BT aos fornecimentos aos clientes finais em BT, pelo produto da tarifa pelas quantidades que se previu vender
$\left(\sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{BT}\right)_{t-2}$	Ajuste anual, dado pela soma dos ajustes trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos clientes de BT, calculado de acordo com o Artigo 75.º, no ano $t-2$
Δ_{prov}^{BT}	Valor do ajustamento provisório calculado no ano $t-2$ de acordo com o n.º 2, incluído nos proveitos permitidos do ano em curso como sendo $\left(\Delta_{TEP t-1}^{BT}\right)$
i_{t-2}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-2$, acrescida de meio ponto percentual.

4 - O desvio $\left(\Delta_{TEP t-2}^{NT}\right)$ é dado pela expressão:

$$\Delta_{TEP t-2}^{NT} = \left[R_{TEP t-2}^{fNT} - \tilde{R}_{TEP t-2}^{NT} - \left(\sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{NT}\right)_{t-2} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (41)$$

em que:

$R_{TEP t-2}^{fNT}$	Proveitos facturados pelos distribuidores vinculados no ano $t-2$ por aplicação das tarifas de Energia e Potência às quantidades consumidas pelos clientes finais em MAT, AT e MT
$\tilde{R}_{TEP t-2}^{NT}$	Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT para o ano $t-2$, por aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos fornecimentos aos clientes finais em MAT, AT e MT calculados no ano $t-1$, pelo produto da tarifa pelas quantidades que se previu vender em cada um dos níveis de tensão

$\left(\sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{NT} \right)_{t-2}$	Ajuste anual, dado pela soma dos ajustes trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos clientes de MAT, AT e MT, calculado de acordo com o Artigo 75.º, no ano $t-2$
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

Artigo 80.º

Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema aos clientes

1 - Os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema aos clientes, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{UGS t}^D = \tilde{R}_t^{UGS} - \Delta_{UGS t-2}^D \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^D}{100} \right)^2 \quad (42)$$

em que:

\tilde{R}_t^{UGS}	Proveitos a recuperar pela entidade concessionária da RNT para o ano t , no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema, calculados de acordo com a expressão (13) do Artigo 73.º
$\Delta_{UGS t-2}^D$	Diferença entre os valores facturados pelos distribuidores vinculados no ano $t-2$ por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema aos fornecimentos aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT ao longo do ano, no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema
i_{t-1}^D	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

2 - O desvio ($\Delta_{UGS t-2}^D$) é dado pela expressão:

$$\Delta_{UGS t-2}^D = Rf_{UGS t-2}^D - Rf_{t-2}^{UGS} \quad (43)$$

em que:

$Rf_{UGS t-2}^D$	Proveitos facturados pelos distribuidores vinculados no ano $t-2$ por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema aos fornecimentos aos clientes
------------------	---

Rf_{t-2}^{UGS} Proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT no ano $t-2$ por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema.

Artigo 81.º

Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte aos clientes

1 - Os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte aos clientes são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{URT t}^D = \tilde{R}_t^{URT} - \Delta_{URT t-2}^D \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^D}{100} \right)^2 \quad (44)$$

em que:

\tilde{R}_t^{URT} Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT para o ano t , no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, calculados de acordo com a expressão (18) do Artigo 74.º

$\Delta_{URT t-2}^D$ Diferença entre os valores facturados pelos distribuidores vinculados no ano $t-2$ por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte aos fornecimentos aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT ao longo do ano, no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica

i_{t-1}^D Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

2 - O desvio ($\Delta_{URT t-2}^D$) é dado pela expressão:

$$\Delta_{URT t-2}^D = Rf_{URT t-2}^D - Rf_{t-2}^{URT} \quad (45)$$

em que:

$Rf_{URT t-2}^D$ Proveitos facturados pelos distribuidores vinculados no ano $t-2$ por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte aos fornecimentos aos clientes

Rf_{t-2}^{URT} Proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT no ano $t-2$ por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte.

Secção III

Proveitos da concessionária do transporte e distribuição do SEPA

Artigo 82.º

Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA

1 - Os proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição do SEPA, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t , são dados pela expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{AGS} = & C_{SEPA,t}^{AGS} + C_{SENV,t}^{AGS} + Am_t^{AGS} + Act_t^{AGS} \times \frac{r^{AGS}}{100} + C_t^{AGS} - S_t^{AGS} \\ & - \tilde{A}_{t-1}^{AGS} - A_{t-2}^{AGS} \end{aligned} \quad (46)$$

em que:

\tilde{R}_t^{AGS}	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$C_{SEPA,t}^{AGS}$	Custos com a aquisição de energia eléctrica ao SEPA imputados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$C_{SENV,t}^{AGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica ao SENVA imputados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
Am_t^{AGS}	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados, no ano t
Act_t^{AGS}	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
r_t^{AGS}	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t , em percentagem

C_t^{AGS}	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema e aceites pela ERSE, no ano t
S_t^{AGS}	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuição no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$\tilde{\Delta}_{t-1}^{AGS}$	Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano $t-1$ a incorporar no ano t , calculado de acordo com o número 5
Δ_{t-2}^{AGS}	Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativos 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 eléctrica a centros produtores não vinculados (C_{SENVAt}^{AGS}) é fixado anualmente.

3 - O activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuição.

4 - Os custos de exploração (C_t^{AGS}) incluem nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

5 - O ajustamento ($\tilde{\Delta}_{t-1}^{AGS}$) previsto na expressão (46) é dado por:

$$\tilde{\Delta}_{t-1}^{AGS} = \left(Rr_{t-1}^{AGS} + SA_{t-1}^{AGS} \tilde{R}_{t-1}^{AGS} + GA_{t-1}^{AGS} + \tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCFEA} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{AGS}}{100} \right) \quad (47)$$

em que:

Rr_{t-1}^{AGS}	Valor previsto dos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação aos fornecimentos do SEPA e às entregas ao SENVA das tarifas à entrada da rede de distribuição em Portugal continental, no ano $t-1$: TEP, UGS e URT no âmbito dos fornecimentos a clientes do SEPA; e UGS e URT no âmbito das entregas a clientes do SENVA
------------------	---

SA_{t-1}^{AGS}	Valor previsto da compensação a pagar pela entidade concessionária da RNT em $t-1$, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA, no ano $t-1$, calculado de acordo com o Artigo 85.º
\tilde{R}_{t-1}^{AGS}	Valor previsto dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema no ano $t-1$, calculados através da expressão (46), com base nos valores previstos para o ano em curso
GA_{t-1}^{AGS}	Valor previsto dos proveitos provenientes dos contratos de garantia de abastecimento, no ano $t-1$
$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF}$	Valor previsto do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano $t-1$, calculado de acordo com o Artigo 111.º
i_{t-1}^{AGS}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

6 - O ajustamento $\left(\Delta_{t-2}^{AGS} \right)$ previsto na expressão (46) é dado por:

$$\Delta_{t-2}^{AGS} = \left[\left(Rr_{t-2}^{AGS} + SA_{t-2}^{AGS} + \tilde{R}_{t-2}^{AGS} + GA_{t-2}^{AGS} + \tilde{\Delta}_{t-2}^{TVCF} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{AGS}}{100} \right) - \tilde{\Delta}_{prov}^{TVCF} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{AGS}}{100} \right) \quad (48)$$

em que:

Rr_{t-2}^{AGS}	Valor dos proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuição da RAA por aplicação aos fornecimentos do SEPA e às entregas ao SENVA das tarifas à entrada da rede de distribuição em Portugal continental, no ano $t-2$: TEP, UGS e URT no âmbito dos fornecimentos a clientes do SEPA; e UGS e URT no âmbito das entregas a clientes do SENVA
------------------	--

SA_{t-2}^{AGS}	Valor da compensação paga pela entidade concessionária da RNT em $t-2$, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA, no ano $t-2$, calculado de acordo com o Artigo 85.º
\tilde{R}_{t-2}^{AGS}	Proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema no ano $t-2$, calculados em $t-1$ através da expressão (46), com base em valores verificados em $t-2$
GA_{t-2}^{AGS}	Proveitos provenientes dos contratos de garantia de abastecimento, no ano $t-2$
$\tilde{\Delta}_{t-1}^{AGS}$	Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano $t-1$ a incorporar no ano t , calculado de acordo com o número 5
Δ_{t-2}^{TVCF}	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano $t-2$, calculado de acordo com o Artigo 111.º
i_{t-1}^{AGS}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.
$\tilde{\Delta}_{prov}^{TVCF}$	Valor provisório do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no SEPA, calculado no ano $t-2$ e incorporado nas tarifas para ano $t-1$.

7 - O mecanismo de ajuste anual previsto neste artigo é aplicado na definição dos proveitos a partir do ano 2005. Nos anos 2003 e 2004, o valor de $\left(\Delta_{-2}^{AGS}\right)$ é nulo.

Artigo 83.º

Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA

1 - Os proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição do SEPA, no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{AD} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{AD} = \sum_j \left(Am_{j,t}^{AD} + Act_{j,t}^{AD} \times \frac{r_t^{AD}}{100} + C_{j,t}^{AD} - S_{j,t}^{AD} - \Delta_{j,t-2}^{AD} \right) \quad (49)$$

em que:

\tilde{R}_t^{AD}	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t
$\tilde{R}_{j,t}^{AD}$	Proveitos permitidos por nível de tensão j , no ano t
j	Níveis de tensão AT, MT, BT
$Am_{j,t}^{AD}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, líquidas das amortizações dos activos participados, por nível de tensão j , no ano t
$Act_{j,t}^{AD}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica por nível de tensão j , líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
r_t^{AD}	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t , em percentagem
$C_{j,t}^{AD}$	Custos anuais de exploração, por nível de tensão j , afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE, no ano t
$S_{j,t}^{AD}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuição do SEPA no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão j , no ano t
$\Delta_{j,t-2}^{AD}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , relativos ao ano $t-2$.

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

2 - O activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuição do SEPA.

3 - Os custos de exploração ($C_{j,t}^{AD}$) incluem nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

4 - O ajustamento $\left(\Delta_{j,t-2}^{AD}\right)$ previsto na expressão (49) é dado por:

$$\Delta_{j,t-2}^{AD} = \left(Rr_{j,t-2}^{AD} + SA_{j,t-2}^{AD} - \tilde{R}_{j,t-2}^{AD} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{AD}}{100} \right)^2 \quad (50)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{AD}$ Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, por nível de tensão j , por aplicação aos fornecimentos a clientes do SEPA e entregas a clientes do SENVA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-2$

$SA_{j,t-2}^{AD}$ Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em $t-2$, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA, no ano $t-2$, calculado de acordo com o Artigo 85.º

$\tilde{R}_{j,t-2}^{AD}$ Proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição do SEPA no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , no ano $t-2$, calculados em $t-1$ através da expressão (49), com base em valores verificados em $t-2$

i_{t-1}^{AD} Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

5 - O mecanismo de ajuste anual previsto neste artigo é aplicado na definição dos proveitos a partir do ano 2005. Nos anos 2003 e 2004, o valor de $\left(\Delta_{j,t-2}^{AD}\right)$ é nulo.

Artigo 84.º

Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA

1 - Os proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição do SEPA, no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{AC} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{AC} = \sum_j \left(Am_{j,t}^{AC} + Act_{j,t}^{AC} \times \frac{r_t^{AC}}{100} + C_{j,t}^{AC} - S_{j,t}^{AC} - \Delta_{j,t-2}^{AC} \right) \quad (51)$$

em que:

\tilde{R}_t^{AC}	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t
$\tilde{R}_{j,t}^{AC}$	Proveitos permitidos por nível de tensão j , no ano t
j	Níveis de tensão AT, MT, BT
$Am_{j,t}^{AC}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, líquidas das amortizações dos activos comparticipados, por nível de tensão j , no ano t
$Act_{j,t}^{AC}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, incluindo os equipamentos de medição de energia eléctrica, líquido de amortizações e participações, por nível de tensão j , no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
r_t^{AC}	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t , em percentagem
$C_{j,t}^{AC}$	Custos anuais de exploração, por nível de tensão j afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE, no ano t
$S_{j,t}^{AC}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuição do SEPA no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização, por nível de tensão j , no ano t
$\Delta_{j,t-2}^{AC}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , relativos ao ano $t-2$.

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

2 - O activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuição do SEPA.

3 - Os custos de exploração $(C_{j,t}^{AC})$ incluem nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

4 - O ajustamento $\left(\Delta_{j,t-2}^{AC}\right)$ previsto na expressão (51) é dado por:

$$\Delta_{j,t-2}^{AC} = (Rr_{j,t-2}^{AC} + SA_{j,t-2}^{AC} - \tilde{R}_{j,t-2}^{AC}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{AC}}{100}\right)^2 \quad (52)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{AC}$	Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, por nível de tensão j , por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos a clientes do SEPA e a entregas a clientes do SENVA e das tarifas de comercialização no SEP aos fornecimentos a clientes do SEPA, no ano $t-2$
$SA_{j,t-2}^{AC}$	Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em $t-2$, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano $t-2$, calculado de acordo com o Artigo 85.º
$\tilde{R}_{j,t-2}^{AC}$	Proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição do SEPA no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , no ano $t-2$, calculados em $t-1$ através da expressão (51), com base em valores verificados em $t-2$
i_{t-1}^{AC}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

5 - O mecanismo de ajuste anual previsto neste artigo é aplicado na definição dos proveitos a partir do ano 2005. Nos anos 2003 e 2004, o valor de $\left(\Delta_{j,t-2}^{AC}\right)$ é nulo.

Artigo 85.º

Custo com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores

1 - O custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de UGS pela entidade concessionária da RNT, no ano t , é dado pela seguinte expressão:

$$RAA_t^{UGS} = SA_t^{AGS} + SA_t^D + SA_t^C \quad (53)$$

em que:

SA_t^{AGS}	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA, no ano t
--------------	---

SA_t^D Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA, no ano t

SA_t^C Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA, no ano t .

2 - O custo com a convergência tarifária (RAA_t^{UGS}) é entregue pela entidade concessionária da RNT à concessionária do transporte e distribuição do SEPA, durante o ano t , em duodécimos.

3 - O sobrecusto (SA_t^{AGS}), no ano t , é dado pela seguinte expressão:

$$SA_t^{AGS} = \tilde{R}_t^{AGS} - \tilde{R}_{AGS,t}^A \quad (54)$$

em que:

\tilde{R}_t^{AGS} Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t , calculado de acordo com a expressão (46) do Artigo 82.º

$\tilde{R}_{AGS,t}^A$ Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos do SEPA e às entregas ao SENVA das tarifas à entrada da rede de distribuição em Portugal continental, no ano t : TEP, UGS e URT no âmbito dos fornecimentos a clientes do SEPA; e UGS e URT no âmbito das entregas a clientes do SENVA.

4 - O sobrecusto (SA_t^D), no ano t , é dado pela seguinte expressão:

$$SA_t^D = \sum_j SA_{j,t}^D = \sum_j (\tilde{R}_{j,t}^{AD} - \tilde{R}_{D,j,t}^A) \quad (55)$$

em que:

SA_t^D Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA, no nível de tensão j , no ano t

j Nível de tensão AT, MT, BT

\tilde{R}_t^{AD} Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , no ano t , calculado de acordo com a expressão (49) do Artigo 83.º

$\tilde{R}_{D,j,t}^A$ Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes do SEPA e a entregas a clientes do SENVA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão j , no ano t .

5 - O sobrecusto (SA_t^C), no ano t , é dado pela seguinte expressão:

$$SA_t^C = \sum_j SA_{j,t}^C = \sum_j (\tilde{R}_{j,t}^{A^C} - \tilde{R}_{C,j,t}^A) \quad (56)$$

em que:

$SA_{j,t}^C$ Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA, no nível de tensão j , no ano t

j Nível de tensão AT, MT, BT

$\tilde{R}_{j,t}^{A^C}$ Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , no ano t , calculado de acordo com a expressão (51) do Artigo 84.º

$\tilde{R}_{C,t}^A$ Proveitos obtidos pela aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos a clientes do SEPA e a entregas a clientes do SENVA e das tarifas de comercialização no SEP aos fornecimentos a clientes do SEPA, por nível de tensão j , no ano t .

Secção IV

Proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM

Artigo 86.º

Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAM

1 - Os proveitos permitidos à concessionária do transporte e ao distribuidor vinculado da RAM, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t , são dados pela expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{M^{AGS}} = & C_{SEPM,t}^{M^{AGS}} + C_{SENVN,t}^{M^{AGS}} + Am_t^{M^{AGS}} + Act_t^{M^{AGS}} \times \frac{r_t^{M^{AGS}}}{100} + C_t^{M^{AGS}} - S_t^{M^{AGS}} \\ & - \tilde{A}_{t-1}^{M^{AGS}} - A_{t-2}^{M^{AGS}} \end{aligned} \quad (57)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M^{AGS}}$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$C_{SEPM,t}^{M^{AGS}}$	Custos com a aquisição de energia eléctrica ao SEPM imputados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$C_{SENVN,t}^{M^{AGS}}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica ao SENVN imputados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$Am_t^{M^{AGS}}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados, no ano t
$Act_t^{M^{AGS}}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

r_t^{MAGS}	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t , em percentagem
C_t^{MAGS}	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema e aceites pela ERSE, no ano t
S_t^{MAGS}	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$\tilde{\Delta}_{t-1}^{MAGS}$	Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano $t-1$ a incorporar no ano t , calculado de acordo com o número 5
Δ_{t-2}^{MAGS}	Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativa 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 eléctrica a centros produtores não vinculados $(C_{SENV,M,t}^{MAGS})$ é fixado anualmente.

3 - O activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado.

4 - Os custos de exploração (C_t^{MAGS}) incluem nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

5 - O ajustamento $(\tilde{\Delta}_{t-1}^{MAGS})$ previsto na expressão (46) é dado por:

$$\tilde{\Delta}_{t-1}^{MAGS} = \left(Rr_{t-1}^{MAGS} + SM_{t-1}^{MAGS} \quad \tilde{R}_{t-1}^{MAGS} + GA_{t-1}^{MAGS} + \tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCFM} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{MAGS}}{100} \right) \quad (58)$$

em que:

Rr_{t-1}^{MAGS}	Valor previsto dos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAM por aplicação aos fornecimentos do SEPM e às entregas ao SENVM das tarifas à entrada da rede de distribuição em Portugal continental, no ano $t-1$: TEP, UGS e URT no âmbito dos fornecimentos a clientes do SEPM; e UGS e URT no âmbito das entregas a clientes do SENVM
SM_{t-1}^{AGS}	Valor previsto da compensação a pagar pela entidade concessionária da RNT em $t-1$, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAM, no ano $t-1$, calculado de acordo com o Artigo 89.º
\tilde{R}_{t-1}^{MAGS}	Valor previsto dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema no ano $t-1$, calculados através da expressão (46), com base nos valores previstos para o ano em curso
GA_{t-1}^{MAGS}	Valor previsto dos proveitos provenientes dos contratos de garantia de abastecimento, no ano $t-1$
$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCFM}$	Valor previsto do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano $t-1$, calculado de acordo com o Artigo 116.º
i_{t-1}^{MAGS}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

6 - O ajustamento $\left(\Delta_{t-2}^{MAGS}\right)$ previsto na expressão (57) é dado por:

$$\Delta_{t-2}^{MAGS} = \left[\left(Rr_{t-2}^{MAGS} + SM_{t-2}^{AGS} - \tilde{R}_{t-2}^{MAGS} + GA_{t-2}^{MAGS} + \tilde{\Delta}_{t-2}^{TVCFM} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{MAGS}}{100} \right) - \tilde{\Delta}_{prov}^{MAGS} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{MAGS}}{100} \right) \quad (59)$$

em que:

$Rf_{t-2}^{M^{AGS}}$	Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação aos fornecimentos do SEPM e às entregas ao SENVM das tarifas à entrada da rede de distribuição em Portugal continental, no ano $t-2$: TEP, UGS e URT no âmbito dos fornecimentos a clientes do SEPM; e UGS e URT no âmbito das entregas a clientes do SENVM
SM_{t-2}^{AGS}	Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em $t-2$ relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAM, no ano $t-2$, calculado de acordo com o Artigo 89.º
$\tilde{R}_{t-2}^{M^{AGS}}$	Proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano $t-2$, calculados em $t-1$ através da expressão (57), com base em valores verificados em $t-2$
$G_{t-2}^{M^{AGS}}$	Proveitos provenientes dos contratos de garantia de abastecimento no SENVM, no ano $t-2$
$\tilde{\Delta}_{t-1}^{M^{AGS}}$	Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano $t-1$ a incorporar no ano t , calculado de acordo com o número 5
$\tilde{\Delta}_{t-2}^{TVCFM}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano $t-2$, calculado de acordo com o Artigo 116.º
$i_{t-1}^{M^{AGS}}$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.
$\tilde{\Delta}_{prov}^{M^{TVCF}}$	Valor provisório do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no SEPM, calculado no ano $t-2$ e incorporado nas tarifas para ano $t-1$.

7 - O mecanismo de ajuste anual previsto neste artigo é aplicado na definição dos proveitos a partir do ano 2005. Nos anos 2003 e 2004, o valor de $\left(\tilde{\Delta}_{t-2}^{M^{AGS}} \right)$ é nulo.

Artigo 87.º

Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAM

1 - Os proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{M^D} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{M^D} = \sum_j \left(Am_{j,t}^{M^D} + Act_{j,t}^{M^D} \times \frac{r_t^{M^D}}{100} + C_{j,t}^{M^D} - S_{j,t}^{M^D} - \Delta_{j,t-2}^{M^D} \right) \quad (60)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M^D}$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t
$\tilde{R}_{j,t}^{M^D}$	Proveitos permitidos por nível de tensão j , no ano t
j	Níveis de tensão AT, MT, BT
$Am_{j,t}^{M^D}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, líquidas das amortizações dos activos participados, por nível de tensão j , no ano t
$Act_{j,t}^{M^D}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano
$r_t^{M^D}$	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t , em percentagem
$C_{j,t}^{M^D}$	Custos anuais de exploração, por nível de tensão j , afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE, no ano t
$S_{j,t}^{M^D}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição, por nível de tensão j , no ano t
$\Delta_{j,t-2}^{M^D}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , relativa ao ano $t-2$.

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

2 - O activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

3 - Os custos de exploração $(C_{j,t}^{M^D})$ incluem nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

4 - O ajustamento $(\Delta_{j,t-2}^{M^D})$ previsto na expressão (60) é dado por:

$$\Delta_{j,t-2}^{M^D} = \left(Rr_{j,t-2}^{M^D} + SM_{j,t-2}^{M^D} - \tilde{R}_{j,t-2}^{M^D} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{M^D}}{100} \right)^2 \quad (61)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{M^D}$ Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, por nível de tensão j , por aplicação aos fornecimentos a clientes do SEPM e entregas a clientes do SENVM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-2$

$SM_{j,t-2}^{M^D}$ Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em $t-2$ relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAM, no ano $t-2$, calculado de acordo com o Artigo 89.º

$\tilde{R}_{j,t-2}^{M^D}$ Proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , no ano $t-2$, calculados em $t-1$ através da expressão (60), com base em valores verificados em $t-2$

$i_{t-1}^{M^D}$ Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

5 - O mecanismo de ajuste anual previsto neste artigo é aplicado na definição dos proveitos a partir do ano 2005. Nos anos 2003 e 2004, o valor de $(\Delta_{j,t-2}^{M^D})$ é nulo.

Artigo 88.º

Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAM

1 - Os proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t , são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_t^{M^C} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{M^C} = \sum_j \left(Am_{j,t}^{M^C} + Act_{j,t}^{M^C} \times \frac{r_t^{M^C}}{100} + C_{j,t}^{M^C} - S_{j,t}^{M^C} - \Delta_{j,t-2}^{M^C} \right) \quad (62)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M^C}$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t
$\tilde{R}_{j,t}^{M^C}$	Proveitos permitidos por nível de tensão j , no ano t
j	Níveis de tensão AT, MT, BT
$Am_{j,t}^{M^C}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, líquidas das amortizações dos activos participados, por nível de tensão j , no ano t
$Act_{j,t}^{M^C}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, incluindo os equipamentos de medição de energia eléctrica líquido de amortizações e participações, por nível de tensão j , no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano
$r_t^{M^C}$	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t , em percentagem
$C_{j,t}^{M^C}$	Custos anuais de exploração, por nível de tensão j , afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE, no ano t
$S_{j,t}^{M^C}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização, por nível de tensão j , no ano t

$\Delta_{j,t-2}^{MC}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , relativo ao ano $t-2$.

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

2 - O activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica corresponde aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

3 - Os custos de exploração $(C_{j,t}^{MC})$ incluem nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

4 - O ajustamento $(\Delta_{j,t-2}^{MC})$ previsto na expressão (62) é dado por:

$$\Delta_{j,t-2}^{MC} = \left(Rr_{j,t-2}^{MC} + SM_{j,t-2}^C - \tilde{R}_{j,t-2}^{MC} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{MC}}{100} \right)^2 \quad (63)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{MC}$ Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, por nível de tensão j , por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos a clientes do SEPM e a entregas a clientes do SENVM e das tarifas de Comercialização no SEP aos fornecimentos do SEPM, no ano $t-2$

$SM_{j,t-2}^C$ Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em $t-2$ relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAM, no ano $t-2$, calculado de acordo com o Artigo 89.º

$\tilde{R}_{j,t-2}^{MC}$ Proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , no ano $t-2$, calculados em $t-1$ através da expressão (62), com base em valores verificados em $t-2$

i_{t-1}^{MC} Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

5 - O mecanismo de ajuste anual previsto neste artigo é aplicado na definição dos proveitos a partir do ano 2005. Nos anos 2003 e 2004, o valor de $(\Delta_{j,t-2}^{MC})$ é nulo.

Artigo 89.º

Custo com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira

1 - O custo com a convergência tarifária da RAM a recuperar pela tarifa de UGS pela entidade concessionária da RNT, no ano t , é dado pela seguinte expressão:

$$RAM_t^{UGS} = SM_t^{AGS} + SM_t^D + SM_t^C \quad (64)$$

em que:

SM_t^{AGS} Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAM, no ano t

SM_t^D Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAM, no ano t

SM_t^C Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAM, no ano t .

2 - O custo com a convergência tarifária (RAM_t^{UGS}) é entregue pela entidade concessionária da RNT à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, durante o ano t , em duodécimos.

3 - O sobrecusto (SM_t^{AGS}), no ano t , é dado pela seguinte expressão:

$$SM_t^{AGS} = \tilde{R}_t^{M^{AGS}} - \tilde{R}_{AGS,t}^M \quad (65)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M^{AGS}}$ Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t calculado de acordo com a expressão (57) do Artigo 86.º

$\tilde{R}_{AGS,t}^M$ Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos do SEPM e às entregas ao SENVM das tarifas à entrada da rede de distribuição em Portugal continental, no ano t TEP, UGS e URT no âmbito dos fornecimentos a clientes do SEPM; e UGS e URT no âmbito das entregas a clientes do SENVM.

4 - O sobrecusto (SM_t^D), no ano t , é dado pela seguinte expressão:

$$SM_t^D = \sum_j SM_{j,t}^D = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{M^D} - \tilde{R}_{D,j,t}^M \right) \quad (66)$$

em que:

SM_t^D	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAM, no nível de tensão j , no ano t
j	Nível de tensão AT, MT, BT
$\tilde{R}_t^{M^D}$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , no ano t calculado de acordo com a expressão (60) do Artigo 87.º
$\tilde{R}_{D,t}^M$	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes do SEPM e a entregas a clientes do SENVM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, por nível de tensão j , no ano t .

5 - O sobrecusto ($SM_{j,t}^C$), no ano t , é dado pela seguinte expressão:

$$SM_t^C = \sum_j SM_{j,t}^C = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{M^C} - \tilde{R}_{C,j,t}^M \right) \quad (67)$$

em que:

$SM_{j,t}^C$	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAM, no nível de tensão j , no ano t
j	Nível de tensão AT, MT, BT
$\tilde{R}_t^{M^C}$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , no ano t , calculado de acordo com a expressão (62) do Artigo 88.º
$\tilde{R}_{C,t}^M$	Proveitos obtidos pela aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos a clientes do SEPM e a entregas a clientes do SENVM e das tarifas de Comercialização no SEP aos fornecimentos a clientes do SEPM, por nível de tensão j , no ano t .

Secção V

Mecanismo de limitação dos acréscimos em BT

Artigo 90.º

Limitação dos acréscimos em BT

1 - O valor global resultante da aplicação das tarifas e preços a clientes finais em BT não pode, de acordo com o estabelecido no n.º 4 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, em cada ano, ter aumentos superiores à taxa de inflação esperada para esse ano.

2 - O valor dos custos não repercutidos nas tarifas de BT pode, de acordo com o estabelecido no n.º 5 do Artigo 4.º do diploma referido no número anterior, ser recuperado nas tarifas dos anos seguintes, num máximo de cinco.

Artigo 91.º

Mecanismo de limitação

1 - A verificação da limitação, estabelecida no n.º 1 do artigo anterior, é feita comparando a evolução média das tarifas de venda aos clientes finais em BT em cada ano com o índice de preços implícitos no Consumo Privado desse ano.

2 - A evolução média das tarifas referida no número anterior, relevante para a comparação, é dada por:

$$\delta_t = \frac{TVCF_{BT,t} \times Q_{BT,t}}{TVCF_{BT,t-1} \times Q_{BT,t}} \quad (68)$$

em que:

$TVCF_{BT,t}$ Tarifas de Venda a Clientes Finais em BT, por opção tarifária e termo tarifário, no ano t

$TVCF_{BT,t-1}$ Tarifas de Venda a Clientes Finais em BT, por opção tarifária e termo tarifário, no ano $t-1$

$Q_{BT,t}$ Quantidades que se prevê vender em BT, por opção tarifária e termo tarifário, no ano t .

3 - Caso o valor (δ_t) exceda a evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado

$\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$, isto é, se

$$\delta_t > \frac{IP_t}{IP_{t-1}},$$

então os proveitos permitidos pela aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos fornecimentos aos clientes do SEP em BT no ano t $(P_{BT,t})$ são dados por:

$$P_{BT,t} = TEP_{BT,t} \times Q_{BT,t} - \left(TVCF_{BT,t} \times Q_{BT,t} - TVCF_{BT,t-1} \times Q_{BT,t} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right) \quad (69)$$

em que:

$TEP_{BT,t}$ Tarifa de Energia e Potência aplicável aos fornecimentos aos clientes do SEP em BT, no ano t .

4 - O valor dos custos (C_t) não repercutidos nas tarifas do ano t é dado por:

$$C_t = TVCF_{BT,t} \times Q_{BT,t} - TVCF_{BT,t-1} \times Q_{BT,t} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad t=1,\dots,n \quad (70)$$

Este valor é acrescido ao valor acumulado no final do ano $t-1$ dos custos não repercutidos nas tarifas em anos anteriores (W_{t-1}) , aos quais são aplicadas as correspondentes taxas de juro:

$$W_t = W_{t-1} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}}{100} \right) + C_t \times \sqrt{1 + \frac{i_{t-1}}{100}} \quad (71)$$

em que:

i_{t-1} Taxa de juro EURIBOR a três meses em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

5 - Caso o valor (δ_t) não exceda a evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado e o valor acumulado no ano $t-1$ dos custos não repercutidos nas tarifas em anos anteriores seja nulo, isto é, se

$$\delta_t \leq \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad \text{e} \quad W_{t-1} = 0,$$

então os proveitos permitidos pela aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos clientes finais em BT no ano t não se alteram.

6 - Caso o valor (δ_t) não exceda a evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado e o valor acumulado no ano $t-1$ dos custos não repercutidos nas tarifas em anos anteriores seja positivo, isto é, se

$$\delta_t \leq \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad \text{e} \quad W_{t-1} > 0,$$

há que calcular o valor dos proveitos permitidos pela aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos clientes em BT $(P'_{BT,t})$ que permitiria anular (W_{t-1}) :

$$P'_{BT,t} = W_{t-1} \times \sqrt{1 + \frac{i_{t-1}}{100}} + TEP_{BT,t} \times Q_{BT,t} \quad (72)$$

7 - Se o valor dos proveitos permitidos pela aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos fornecimentos aos clientes em BT $(P'_{BT,t})$ satisfizer a limitação referida no n.º 1 do Artigo 90.º, será este o valor dos proveitos permitidos pela aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos clientes em BT, isto é, se

$$P'_{BT,t} \leq \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \times P_{BT,t-1}$$

então

$$P_{BT,t} = P'_{BT,t} \quad (73)$$

e, neste caso,

$$W_t = 0$$

8 - Se o valor dos proveitos permitidos pela aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos fornecimentos aos clientes em BT $(P'_{BT,t})$ não satisfizer a limitação referida no n.º 1 do artigo anterior, isto é, se

$$P'_{BT,t} > \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \times P_{BT,t-1}$$

então o valor dos proveitos permitidos por aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos fornecimentos aos clientes finais em BT é dado por:

$$P_{BT,t} = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \times P_{BT,t-1} \quad (74)$$

e ao valor acumulado no final do ano $t-1$ dos custos não repercutidos nas tarifas em anos anteriores (W_{t-1}) é deduzido o montante recuperado no ano t :

$$W_t = W_{t-1} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}}{100}\right) - TVCF_{BT,t} \times Q_{BT,t} - TVCF_{BT,t-1} \times Q_{BT,t} \times \sqrt{1 + \frac{i_{t-1}}{100}} \quad (75)$$

Artigo 92.º

Regime excepcional

1 - Caso se verifique que não é possível a recuperação do valor acumulado dos custos não repercutidos nas tarifas de BT no prazo de cinco anos, a ERSE informa o Ministro da Economia, com vista à aplicação do disposto no n.º 7 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho.

2 - Na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira a definição da aplicação do disposto no n.º 7 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, é da competência do membro do Governo Regional que exerça a tutela no sector energético.

Capítulo V

Processo de cálculo das tarifas reguladas

Secção I

Metodologia de cálculo da Tarifa de Energia e Potência

Artigo 93.º

Afectação dos proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Energia e Potência

1 - A tarifa de Energia e Potência é estabelecida por forma a proporcionar o montante de proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados, previsto no Artigo 79.º.

2 - Os proveitos referidos no número anterior são separados em proveitos de energia e potência, aplicáveis aos fornecimentos a clientes do SEP em MAT, AT e MT, e em proveitos de energia e potência aplicáveis aos fornecimentos em BT, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{TEP_t}^D = \tilde{R}_{TEP_t}^{D-BT} + \tilde{R}_{TEP_t}^{D-NT} \quad (76)$$

$$\tilde{R}_{TEP_t}^{D-BT} = \tilde{R}_t^{TEP-BT} - \tilde{\Delta}_{TEP_{t-1}}^{BT} - \Delta_{TEP_{t-2}}^{BT} \quad (77)$$

$$\tilde{R}_{TEP_t}^{D-NT} = \tilde{R}_t^{TEP-NT} - \Delta_{TEP_{t-2}}^{NT} \quad (78)$$

em que:

\tilde{R}_t^{TEP-BT} Afectação dos proveitos \tilde{R}_t^{TEP} aos fornecimentos a clientes em BT, no ano t

\tilde{R}_t^{TEP-NT} Afectação dos proveitos \tilde{R}_t^{TEP} aos fornecimentos a clientes do SEP em MAT, AT e MT, no ano t

com:

$$\tilde{R}_t^{TEP} = \tilde{R}_t^E + C_{SENV_t} \quad (79)$$

de acordo com as definições do Artigo 79.º.

3 - A afectação dos proveitos \tilde{R}_t^{TEP} aos fornecimentos a clientes em BT e aos fornecimentos a clientes do SEP em MAT, AT e MT é calculada por aplicação dos preços da tarifa de Energia e Potência a estes fornecimentos.

4 - Os preços da tarifa de Energia e Potência referidos no número anterior são previamente calculados por forma a proporcionar os proveitos \tilde{R}_t^{TEP} de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned}
 \tilde{R}_t^{TEP} = & \sum_h Wh_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^h)^{-1} \times TWh_t^{EP} + Pp_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^p)^{-1} \times Tpp_t^{EP_c} + \\
 & + \sum_{h'} Wh'_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^{h'})^{-1} \times TWh_t'^{EP_c} + \\
 & + \sum_i \left[\sum_h Wh_{i,AT,t} \times (1 + \gamma_{AT}^h) \times TWh_t^{EP} + Pp_{i,AT,t} \times (1 + \gamma_{AT}^p) \times Tpp_t^{EP_c} + \right. \\
 & \left. + \sum_{h'} Wh'_{i,AT,t} \times (1 + \gamma_{AT}^{h'}) \times TWh_t'^{EP_c} \right] + \tag{80} \\
 & + \sum_i \left[\sum_h Wh_{i,MT,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWh_t^{EP} + Pp_{i,MT,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times Tpp_t^{EP_c} + \right. \\
 & \left. + \sum_{h'} Wh'_{i,MT,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^{h'}) \times TWh_t'^{EP_c} \right] + \\
 & + \sum_i \left[\sum_h Wh_{i,BT,t} \times \prod_k (1 + \gamma_k^h) \times TWh_t^{EP} + Pp_{i,BT,t} \times \prod_k (1 + \gamma_k^p) \times Tpp_t^{EP_c} + \right. \\
 & \left. + \sum_{h'} Wh'_{i,BT,t} \times \prod_k (1 + \gamma_k^{h'}) \times TWh_t'^{EP_c} \right]
 \end{aligned}$$

com:

- i Opções tarifárias i de cada nível de tensão j
- h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
- h' Período horário h' (h' = horas de ponta e cheias)
- p Período horário p (p = horas de ponta)
- j Nível de tensão j (j = AT e MT)
- k Nível de tensão k (k = AT, MT e BT)

em que, com n = AT, MT e BT:

- $Wh_{MAT,t}, Wh'_{MAT,t}$ Energia activa entregue no período horário h (h') a clientes de MAT, prevista para o ano t
- $Wh_{i,n,t}, Wh'_{i,n,t}$ Energia activa entregue no período horário h (h') da opção tarifária i do nível de tensão n , prevista para o ano t
- TWh_t^{EP} Preço da energia activa da parcela de energia da tarifa de Energia e Potência entregue no período horário h , no ano t

$Pp_{MAT,t}$	Potência em horas de ponta das entregas aos clientes de MAT, prevista para o ano t
$Pp_{i,n,t}$	Potência em horas de ponta das entregas aos clientes da opção tarifária i do nível de tensão n , prevista para o ano t
TPp_t^{EPc}	Preço da potência em horas de ponta da parcela de capacidade da tarifa de Energia e Potência, no ano t
TWh_t^{EPc}	Preço da energia activa da parcela de capacidade da tarifa de Energia e Potência entregue no período horário h' , no ano t
$\gamma_{AT}^h, \gamma_{AT}^{h'}, \gamma_{AT}^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário h (h' ou p) no nível de tensão AT
$\gamma_j^h, \gamma_j^{h'}, \gamma_j^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário h (h' ou p) no nível de tensão j
$\gamma_k^h, \gamma_k^{h'}, \gamma_k^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário h (h' ou p) no nível de tensão k
$\gamma_{MAT/AT}^h, \gamma_{MAT/AT}^{h'}, \gamma_{MAT/AT}^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário h (h' ou p) relativo à transformação de MAT/AT

sendo o factor de ajustamento para perdas $\gamma_{MAT/AT}^h$ calculado da seguinte forma:

$$\gamma_{MAT/AT}^h = \frac{1 + \gamma_{AT/RNT}^h}{1 + \gamma_{MAT}^h} - 1 \quad (81)$$

em que:

γ_{MAT}^h	Factor de ajustamento para perdas na RNT relativos à rede de MAT, no período horário h
$\gamma_{AT/RNT}^h$	Factor de ajustamento para perdas na RNT relativos à rede de MAT incluindo a transformação MAT/AT, no período horário h

e repercutindo, na estrutura dos preços da tarifa de Energia e Potência, a estrutura dos custos marginais de energia e de garantia de abastecimento, nos termos do estabelecido no Artigo 96.º.

5 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Energia e Potência são as potências em horas de ponta e energias activas entregues a clientes do SEP em MAT, AT, MT e BT, previstas para o ano t , devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT através dos respectivos factores de ajustamento para perdas.

6 - Para efeitos do número anterior são considerados diagramas de carga tipo com uma desagregação por período tarifário idêntica à da tarifa de Energia e Potência.

Artigo 94.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Energia e Potência a aplicar aos fornecimentos de BT

1 - Os preços da tarifa de Energia e Potência a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP de 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 factores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 4.

2 - Os preços da tarifa de Energia e Potência 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 3 proporcione o montante de proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados, definidos na expressão (77) do artigo anterior, de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{TEP_t}^{D-BT} = & \sum_i \sum_h W h_{iBT,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWh_t^{EP} + \sum_i P p_{iBT,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times TPp_t^{EPc} + \\ & + \sum_i \sum_{h'} W h'_{iBT,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^{h'}) \times TWh_t'^{EPc} \end{aligned} \quad (82)$$

com:

i	Opções tarifárias i de BT
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
h'	Período horário h' (h' = horas de ponta e cheias)
p	Período horário p (p = horas de ponta)
j	Nível de tensão j (j = AT, MT e BT)

em que:

$Wh_{iBT,t}$	Energia activa entregue no período horário h da opção tarifária i de BT, prevista para o ano t
$Wh'_{iBT,t}$	Energia activa entregue no período horário h' da opção tarifária i de BT, prevista para o ano t
TWh_t^{EP}	Preço da energia activa da parcela de energia da tarifa de Energia e Potência entregue no período horário h , no ano t
$PP_{iBT,t}$	Potência em horas de ponta das entregas aos clientes da opção tarifária i de BT, prevista para o ano t
TPP_t^{EPc}	Preço da potência em horas de ponta da parcela de capacidade da tarifa de Energia e Potência, no ano t
$TWh_t'^{EPc}$	Preço da energia activa da parcela de capacidade da tarifa de Energia e Potência entregue no período horário h' , no ano t
$\gamma_j^h, \gamma_j^{h'}, \gamma_j^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário h (h' ou p) no nível de tensão j

e repercutindo, na estrutura dos preços da tarifa de Energia e Potência, a estrutura dos custos marginais de energia e de garantia de abastecimento, nos termos do estabelecido no Artigo 96.º.

3 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Energia e Potência são as potências em horas de ponta e energias activas entregues a clientes do SEP em BT, previstas para o ano t , devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT através dos factores 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 e Potência.

Artigo 95.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Energia e Potência a aplicar aos fornecimentos de MAT, AT e MT

1 - Os preços da tarifa de Energia e Potência a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP de MAT, AT e MT 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 factores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 4.

2 - Os preços da tarifa de Energia e Potência 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 3 proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo distribuidor vinculado em MT e AT, definidos na expressão (78) do Artigo 93.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned}
 \tilde{R}_{TEP_t}^{TEP-NT} = & \sum_h Wh_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^h\right)^{-1} \times TWh_t^{EP} + Pp_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^p\right)^{-1} \times Tpp_t^{EPc} + \\
 & + \sum_{h'} Wh'_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^{h'}\right)^{-1} \times TWh_t'^{EPc} + \\
 & + \sum_i \left[\sum_h Wh_{iAT,t} \times \left(1 + \gamma_{AT}^h\right) \times TWh_t^{EP} + Pp_{iAT,t} \times \left(1 + \gamma_{AT}^p\right) \times Tpp_t^{EPc} + \right. \\
 & \left. + \sum_{h'} Wh'_{iAT,t} \times \left(1 + \gamma_{AT}^{h'}\right) \times TWh_t'^{EPc} \right] + \\
 & + \sum_i \left[\sum_h Wh_{iMT,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^h\right) \times TWh_t^{EP} + Pp_{iMT,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^p\right) \times Tpp_t^{EPc} + \right. \\
 & \left. + \sum_{h'} Wh'_{iMT,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^{h'}\right) \times TWh_t'^{EPc} \right]
 \end{aligned} \tag{ 83 }$$

com:

- i* Opções tarifárias *i* do nível de tensão *j*
- h* Período horário *h* (*h* = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
- h'* Período horário *h'* (*h'* = horas de ponta e cheias)
- p* Período horário *p* (*p* = horas de ponta)
- j* Nível de tensão *j* (*j* = AT e MT)

em que, com *n* = AT e MT:

$Wh_{MAT,t}, Wh'_{MAT,t}$ Energia activa entregue no período horário *h* (*h'*) a clientes de MAT, prevista para o ano *t*

$Wh_{i,n,t}, Wh'_{i,n,t}$ Energia activa entregue no período horário *h* (*h'*) da opção tarifária *i* do nível de tensão *n*, prevista para o ano *t*

TWh_t^{EP}	Preço da energia activa da parcela de energia da tarifa de Energia e Potência entregue no período horário h , no ano t
$Pp_{MAT,t}$	Potência em horas de ponta das entregas aos clientes de MAT, prevista para o ano t
$Pp_{i,n,t}$	Potência em horas de ponta das entregas aos clientes da opção tarifária i do nível de tensão n , prevista para o ano t
TPp_t^{EPc}	Preço da potência em horas de ponta da parcela de capacidade da tarifa de Energia e Potência, no ano t
TWh_t^{EPc}	Preço da energia activa da parcela de capacidade da tarifa de Energia e Potência entregue no período horário h' , no ano t
$\gamma_{AT}^h, \gamma_{AT}^{h'}, \gamma_{AT}^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário h (h' ou p) no nível de tensão AT
$\gamma_j^h, \gamma_j^{h'}, \gamma_j^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário h (h' ou p) no nível de tensão j
$\gamma_{MAT/AT}^h, \gamma_{MAT/AT}^{h'}, \gamma_{MAT/AT}^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário h (h' ou p) relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão (155)

e repercutindo, na estrutura dos preços da tarifa de Energia e Potência, a estrutura dos custos marginais de energia e de garantia de abastecimento nos termos do estabelecido no Artigo 96.º.

3 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Energia e Potência são as potências em horas de ponta e energias activas entregues a clientes do SEP em MAT, AT e MT, previstas para o ano t , devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT através dos factores 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 e Potência.

5 - Os preços da tarifa de Energia e Potência a aplicar aos fornecimentos de MAT, AT e MT são estabelecidos anualmente.

6 - Sem prejuízo do número anterior, os preços da energia activa da tarifa de Energia e Potência a aplicar aos fornecimentos de MAT, AT e MT são ajustadas trimestralmente face aos previamente estabelecidos no início do ano t , por forma a repercutir os ajustamentos trimestrais

do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos clientes de MAT, AT e MT, de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \Delta V_{tri,t}^{NT} = & \sum_h Wh_{MAT,tri,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^h\right)^{-1} \times \Delta TWh_{tri,t}^{EP} + \sum_i \sum_h Wh_{i,AT,tri,t} \times \left(1 + \gamma_{AT}^h\right) \times \Delta TWh_{tri,t}^{EP} \\ & + \sum_i \sum_h Wh_{i,MT,tri,t} \times \Pi_j \left(1 + \gamma_j^h\right) \times \Delta TWh_{tri,t}^{EP} \end{aligned} \quad (84)$$

com:

- i Opções tarifárias i do nível de tensão j
- h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)
- j Nível de tensão j (j = AT e MT)
- tri Período trimestral no ano t

em que, com n = AT e MT:

- $\Delta V_{tri,t}^{NT}$ Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos fornecimentos a clientes do SEP de MAT, AT e MT, no ano t
- $Wh_{MAT,tri,t}$ Energia activa entregue no período horário h a clientes de MAT, prevista para o trimestre tri , no ano t
- $Wh_{i,n,tri,t}$ Energia activa entregue no período horário h da opção tarifária i do nível de tensão n , prevista para o trimestre tri , no ano t
- $\Delta TWh_{tri,t}^{EP}$ Ajuste ao preço da energia activa da parcela de energia da tarifa de Energia e Potência entregue no período horário h , no trimestre tri , no ano t
- γ_{AT}^h Factor de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão AT
- γ_j^h Factor de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j
- $\gamma_{MAT/AT}^h$ Factor de ajustamento para perdas no período horário h relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão (155).

Artigo 96.º

Estrutura dos custos marginais de energia

A estrutura dos custos marginais de energia deve ser repercutida na estrutura dos preços da parcela de energia da tarifa de Energia e Potência por aplicação de factores de escala multiplicativos diferenciados que tenham em consideração o inverso das elasticidades procura/preço, através da seguinte expressão:

$$TWh_t^{EP} = kh_t^{EP} \times CmgWh^{EP} \quad (85)$$

em que:

TWh_t^{EP} Preço da energia activa da parcela de energia da tarifa de Energia e Potência entregue no período horário h , no ano t

$CmgWh^{EP}$ Custo marginal da energia no período horário h

kh_t^{EP} Factor de escala a aplicar ao custo marginal da energia no período horário h , no ano t

com as restrições de:

$$k_{ponta_t^{EP}} \geq k_{cheias_t^{EP}} > k_{vazio\ normal_t^{EP}} \geq k_{super\ vazio_t^{EP}} \geq 1$$

e impondo que os preços de potência e de energia da parcela de capacidade sejam determinados através das seguintes expressões:

$$TPp_t^{EPc} = \frac{RTP_t^{EPc}}{Pp_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^p\right)^{-1} + \sum_n \sum_i Pp_{i,n,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^p\right)} \quad (86)$$

$$TWh_t'^{EPc} = \frac{RTW_t^{EPc}}{\sum_{h'} Wh'_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^{h'}\right)^{-1} + \sum_n \sum_i \sum_{h'} Wh'_{i,n,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^{h'}\right)} \quad (87)$$

com:

n Nível de tensão n ($n = AT, MT$ e BT)

i Opções tarifárias i do nível de tensão n

h'	Período horário h' (h' = horas de ponta e cheias)
p	Período horário p (p = horas de ponta)
j	Nível de tensão j (j = AT, MT e BT com $j \geq n$)

em que:

TPp_t^{EPc}	Preço da potência em horas de ponta da parcela de capacidade da tarifa de Energia e Potência, no ano t
TWh'_t^{EPc}	Preço da energia activa da parcela de capacidade da tarifa de Energia e Potência entregue no período horário h' , no ano t
RTP_t^{EPc}	Proveitos da parcela de capacidade referente ao termo de potência em horas de ponta, no ano t
RTW_t^{EPc}	Proveitos da parcela de capacidade referente ao termo de energia activa, no ano t
$Pp_{MAT,t}$	Potência em horas de ponta das entregas aos clientes de MAT, prevista para o ano t
$Pp_{in,t}$	Potência em horas de ponta das entregas aos clientes da opção tarifária i do nível de tensão n , prevista para o ano t
$Wh'_{MAT,t}$	Energia activa entregue no período horário h' a clientes de MAT, prevista para o ano t
$Wh'_{in,t}$	Energia activa entregue no período horário h' da opção tarifária i do nível de tensão n , prevista para o ano t
$\gamma_j^{h'}, \gamma_j^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário h' (p) no nível de tensão j
$\gamma_{MAT/AT}^{h'}, \gamma_{MAT/AT}^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário h' (p) relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão (155)

por forma a que seja proporcionado o conjunto de proveitos da parcela de capacidade estabelecido na seguinte expressão:

$$R_{TEPc_t}^D = Pg \times TGCS \quad (88)$$

com:

$$R_{TEPc_t}^D = RTP_t^{EPc} + RTW_t^{EPc} \quad (89)$$

e

$$\frac{RTP_t^{EPc}}{RTW_t^{EPc}} = \alpha \quad (90)$$

em que:

$R_{TEPc_t}^D$	Proveitos da parcela de capacidade da tarifa de Energia e Potência
Pg	Potência líquida garantida (90% da potência referida à emissão)
$TGCS$	Preço associado ao investimento em turbinas a gás de ciclo simples correspondendo a uma anuidade em Euros por kW
α	Parâmetro fixado para cada período de regulação que estabelece a afectação dos proveitos da parcela de capacidade ao termo de potência em horas de ponta e ao termo de energia activa.

Secção II

Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema

Artigo 97.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT

1 - Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT, definidos no Artigo 73.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{UGS} = \sum_h Wh_t \times TWh_t^{UGS} \quad (91)$$

com:

h Período horário h (h = horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio)

em que:

TWh_t^{UGS} Preço da energia activa entregue no período horário h da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t

Wh_t Energia activa no período horário h das seguintes entregas, previstas para o ano t :

- entregas da entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT
- entregas dos produtores em regime especial às redes do SEP
- aquisições do distribuidor vinculado em MT e AT no âmbito da parcela livre
- entregas no âmbito do SENV

e repercutindo, na estrutura dos preços da tarifa de Uso Global de Sistema, a estrutura dos custos marginais de fornecimento deste serviço, por aplicação de um factor de escala aditivo através da seguinte expressão:

$$TWh_t^{UGS} = A_t^{UGS} + CmgWh^s \quad (92)$$

em que:

- $CmgWh^s$ Custo marginal de energia no período horário h imputável aos serviços de sistema
- A_t^{UGS} Factor de escala aditivo comum a aplicar ao custo marginal de energia imputável aos serviços de sistema, no ano t .

2 - Todos os fornecimentos ou aquisições estabelecidos no número anterior devem ser referidos à saída da RNT.

Artigo 98.º

Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes do SEP e a clientes não vinculados

1 - Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados 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 factores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 4.

2 - Os preços 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 3 proporcione o montante de proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados, definidos no Artigo 80.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{UGS,t}^D = \sum_h Wh_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^h\right)^{-1} \times TWh_t^{UGS} + \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^h\right) \times TWh_t^{UGS} \quad (93)$$

com:

- n Nível de tensão n ($n = AT, MT$ e BT)
- i Opções tarifárias 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 $j \geq n$)

em que:

$Wh_{MAT,t}$	Energia activa entregue no período horário h a clientes de MAT, prevista para o ano t
TWh_t^{UGS}	Preço aplicável à energia activa do período horário h da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t
$Wh_{i,n,t}$	Energia activa entregue no período horário h a clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes do SEP, da opção tarifária i , prevista para o ano t
γ_j^h	Factor de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j
$\gamma_{MAT/AT}^h$	Factor de ajustamento para perdas no período horário h relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão (155)

e repercutindo, na estrutura dos preços da tarifa de Uso Global do Sistema a estrutura dos custos marginais, nos termos do estabelecido no artigo anterior.

3 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema são as energias activas entregues a clientes do SEP e a clientes não vinculados, previstas para o ano t , devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT.

4 - 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.

Secção III

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte

Artigo 99.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT

1 - Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas envolvidas proporcione o montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT, definidos no Artigo 74.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^T = \sum_n \left(P_{c_{n,t}} \times TP_{c_{n,t}}^T + P_{p_{n,t}} \times TP_{p_{n,t}}^T + W_{rf_{n,t}} \times TW_{rf_{n,t}}^T + W_{rr_{n,t}} \times TW_{rr_{n,t}}^T \right) \quad (94)$$

com:

n Nível de tensão n ($n = \text{MAT e AT}$)

em que:

$P_{c_{n,t}}, P_{p_{n,t}}$	<p>Potência contratada e potência em horas de ponta das seguintes entregas ou aquisições no nível de tensão n, previstas para o ano t</p> <ul style="list-style-type: none"> - entregas da entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT - entregas dos produtores em regime especial às redes do SEP - aquisições do distribuidor vinculado em MT e AT no âmbito da parcela livre - entregas no âmbito do SENV
$TP_{c_{n,t}}^T$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n , no ano t
$TP_{p_{n,t}}^T$	Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n , no ano t
$W_{rf_{n,t}}$	Energia reactiva fornecida nas ligações das subestações da RNT às redes do distribuidor vinculado em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT

$TWrf_{n,t}^T$	Preço da energia reactiva fornecida da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n , no ano t
$Wrr_{n,t}$	Energia reactiva recebida nas ligações das subestações da RNT às redes do distribuidor vinculado em MT e AT e nas ligações das instalações dos clientes em MAT
$TWrr_{n,t}^T$	Preço da energia reactiva recebida da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão n , no ano t

e 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 factor de escala multiplicativo através das seguintes expressões:

$$TPc_{AT,t}^T = K_t^T \times Cmg Pc_{AT}^T \quad (95)$$

$$TPp_{AT,t}^T = K_t^T \times Cmg Pp_{AT}^T \quad (96)$$

em que:

$Cmg Pc_{AT}^T$	Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT
$Cmg Pp_{AT}^T$	Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT
K_t^T	Factor de escala comum a aplicar ao custo incremental das potências da rede de transporte em AT, no ano t

e 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 distribuidor vinculado em MT e AT aos clientes em MAT, estabelecidos no Artigo 100.º.

2 - Todos os fornecimentos ou aquisições estabelecidos no número anterior devem ser referidos à saída da RNT.

Artigo 100.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes do SEP e a clientes não vinculados

1 - Os preços de potência da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados 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 factores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 6.

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 3 e 4 proporcione o montante de proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados, definidos no Artigo 81.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URT,t}^D = & P_{C_{MAT,t}} \times TP_{C_{MAT,t}}^T + P_{P_{MAT,t}} \times TP_{P_{MAT,t}}^T + W_{rf_{MAT,t}} \times TW_{rf_{MAT,t}}^T + \\ & + W_{rr_{MAT,t}} \times TW_{rr_{MAT,t}}^T + \sum_n \sum_i P_{p_{i,n,t}} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times (TP_{AT,t}^T + TP_{C_{AT,t}}^T) \end{aligned} \quad (97)$$

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 $j \geq n$)

em que:

$P_{C_{MAT,t}}$	Potência contratada das entregas aos clientes de MAT, previstas para o ano t
$P_{P_{MAT,t}}$	Potência em horas de ponta das entregas aos clientes de MAT, previstas para o ano t
$TP_{C_{MAT,t}}^T$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t

$TPp_{MAT,t}^T$	Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t
$Wrf_{MAT,t}$	Energia reactiva fornecida das entregas aos clientes de MAT, previstas para o ano t
$TWrf_{MAT,t}^T$	Preço da energia reactiva fornecida da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t
$Wrr_{MAT,t}$	Energia reactiva recebida das entregas aos clientes de MAT, previstas para o ano t
$TWrr_{MAT,t}^T$	Preço da energia reactiva recebida da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, no ano t
$Pp_{in,t}$	Potência em horas de ponta das entregas aos clientes do nível de tensão n e, no caso dos clientes do SEP, da opção tarifária i , previstas para o ano t
$TPc_{AT,t}^T$	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t
$TPp_{AT,t}^T$	Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano t
γ_j^p	Factor de ajustamento para perdas no período horário p no nível de tensão j

e 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 factor de escala multiplicativo através das seguintes expressões:

$$TPc_{MAT,t}^T = K_i^T \times Cmg Pc_{MAT}^T \quad (98)$$

$$TPp_{MAT,t}^T = K_i^T \times Cmg Pp_{MAT}^T \quad (99)$$

$$TPc_{AT,t}^T = K_i^T \times Cmg Pc_{AT}^T \quad (100)$$

$$TPp_{AT,t}^T = K_t^T \times Cmg Pp_{AT}^T \quad (101)$$

em que:

$Cmg Pc_{MAT}^T$ Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em MAT

$Cmg Pp_{MAT}^T$ Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em MAT

$Cmg Pc_{AT}^T$ Custo incremental da potência contratada na rede de transporte em AT

$Cmg Pp_{AT}^T$ Custo incremental da potência em horas de ponta na rede de transporte em AT

K_t^T Factor de escala comum a aplicar ao custo incremental das potências da rede de transporte em MAT e AT, no ano t .

3 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte são as potências contratadas e as potências em horas de ponta dos fornecimentos a clientes, previstas para o ano t , devidamente ajustadas para perdas e referidas à saída da RNT.

4 - No cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT consideram-se também as quantidades de energia reactiva.

5 - Nos fornecimentos dos clientes em AT e a tensões inferiores, o preço da potência contratada aplica-se à potência em horas de ponta e a energia reactiva não é facturada.

6 - 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 101.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes do SEP e a clientes não vinculados

1 - Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e em MT a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP e às entregas a clientes não vinculados são os que resultam da conversão dos preços calculados nas alíneas a) e b) do n.º 2, para os níveis de tensão a jusante e opções tarifárias por aplicação dos factores de ajustamento para perdas e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 6.

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 3 proporcione o montante de proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, definidos no Artigo 76.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^D = \tilde{R}_t^{D-ATeMT} + \tilde{R}_t^{D-BT} \quad (102)$$

$$\tilde{R}_t^{D-ATeMT} = \tilde{R}_{URDAT,t} + \tilde{R}_{URDMT,t} \quad (103)$$

$$\tilde{R}_t^{D-BT} = \tilde{R}_{URDBT,t} \quad (104)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{D-ATeMT}$ Proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT e MT, no ano t

\tilde{R}_t^{D-BT} Proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT, no ano t

$\tilde{R}_{URDAT,t}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, no ano t

$\tilde{R}_{URD_{MT,t}}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT, no ano t

$\tilde{R}_{URD_{BT,t}}$ Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, no ano t .

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URD_{AT,t}} = & \sum_i \left(P_{c_{i_{AT,t}}} \times TPC_{AT,t}^D + P_{p_{i_{AT,t}}} \times TPP_{AT,t}^D + W_{rf_{i_{AT,t}}} \times TW_{rf_{AT,t}}^D + \right. \\ & \left. + W_{rr_{i_{AT,t}}} \times TW_{rr_{AT,t}}^D \right) + \sum_n \sum_i P_{p_{i_{n,t}}} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times (TPC_{AT,t}^D + TPP_{AT,t}^D) \end{aligned} \quad (105)$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URD_{MT,t}} = & \sum_i \left(P_{c_{i_{MT,t}}} \times TPC_{MT,t}^D + P_{p_{i_{MT,t}}} \times TPP_{MT,t}^D + W_{rf_{i_{MT,t}}} \times TW_{rf_{MT,t}}^D + \right. \\ & \left. + W_{rr_{i_{MT,t}}} \times TW_{rr_{MT,t}}^D \right) + \sum_i P_{p_{i_{BT,t}}} \times (1 + \gamma_{BT}^p) \times (TPC_{MT,t}^D + TPP_{MT,t}^D) \end{aligned} \quad (106)$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URD_{BT,t}} = & \sum_i \left(P_{c_{i_{BT,t}}} \times TPC_{BT,t}^D + P_{p_{i_{BT,t}}} \times TPP_{BT,t}^D + W_{rf_{i_{BT,t}}} \times TW_{rf_{BT,t}}^D + \right. \\ & \left. + W_{rr_{i_{BT,t}}} \times TW_{rr_{BT,t}}^D \right) \end{aligned} \quad (107)$$

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 $j \geq n$)

em que, com $m = AT$, MT e BT :

$TPC_{m,t}^D$ Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m , no ano t

$TPP_{m,t}^D$ Preço da potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m , no ano t

$TWrf_{m,t}^D$	Preço da energia reactiva fornecida da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m , no ano t
$TWrr_{m,t}^D$	Preço da energia reactiva recebida da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão m , no ano t
$Pc_{i,m,t}$	Potência contratada das entregas aos clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do SEP, da opção tarifária i , previstas para o ano t
$Pp_{i,m,t}$	Potência em horas de ponta das entregas aos clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do SEP, da opção tarifária i , previstas para o ano t
$Wrf_{i,m,t}$	Energia reactiva fornecida das entregas aos clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do SEP, da opção tarifária i , previstas para o ano t
$Wrr_{i,m,t}$	Energia reactiva recebida das entregas aos clientes do nível de tensão m e, no caso de clientes do SEP, da opção tarifária i , previstas para o ano t
$\gamma_j^p, \gamma_{BT}^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário p no nível de tensão j (BT).

e 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 factor de escala multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

$$TPC_{n,t}^D = K_t^{D-ATeMT} \times Cmg Pc_n^D \quad (108)$$

$$TPp_{n,t}^D = K_t^{D-ATeMT} \times Cmg Pp_n^D \quad (109)$$

com:

N Nível de tensão n ($n = AT$ e MT)

em que:

$Cmg Pc_n^D$ Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição do nível de tensão n

$Cmg Pp_n^D$ Custo incremental da potência em horas de ponta da rede de distribuição do nível de tensão n

$K_t^{D-ATeMT}$ Factor de escala comum 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 factor de escala multiplicativo comum de acordo com as seguintes expressões:

$$TPC_{BT,t}^D = K_t^{D-BT} \times Cmg P_{BT,t}^D \quad (110)$$

$$TPP_{BT,t}^D = K_t^{D-BT} \times Cmg Pp_{BT,t}^D \quad (111)$$

em que:

$Cmg P_{BT,t}^D$ Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição em BT

$Cmg Pp_{BT,t}^D$ Custo incremental da potência em horas de ponta da rede de distribuição em BT

K_t^{D-BT} Factor de escala comum a aplicar ao custo incremental das potências da rede de distribuição em BT, no ano t.

3 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são as potências contratadas e as potências em horas de ponta devidamente ajustadas para perdas até à saída de cada uma das redes e as energias reactivas dos fornecimentos a clientes do SEP e a clientes não vinculados.

4 - 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 e a energia reactiva não é facturada.

5 - 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 e a energia reactiva não é facturada.

6 - 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 de Redes

Artigo 102.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização de Redes a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes do SEP e a clientes não vinculados

1 - Os preços das tarifas de Comercialização de Redes são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos permitidos aos distribuidores vinculados na actividade de Comercialização de Redes, definidos no Artigo 77.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{NT,t}^{CR} = \sum_n \sum_i NC_{i_n,t} \times TF_{NT,t}^{CR} \quad (112)$$

$$\tilde{R}_{BTE,t}^{CR} = \sum_i NC_{i_{BTE,t}} \times TF_{BTE,t}^{CR} \quad (113)$$

$$\tilde{R}_{BTN,t}^{CR} = \sum_i NC_{i_{BTN,t}} \times TF_{BTN,t}^{CR} \quad (114)$$

com:

n Nível de tensão n ($n = \text{MAT, AT e MT}$)

i Opções tarifárias i do nível de tensão n , ou dos fornecimentos em BTE, ou dos fornecimentos em BTN

em que:

$TF_{NT,t}^{CR}$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT, no ano t

$TF_{BTE,t}^{CR}$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização de Redes em BTE, no ano t

$TF_{BTN,t}^{CR}$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização de Redes em BTN,

no ano t

$NC_{i,n,t}$ Somatório do número de clientes em cada mês no nível de tensão n e, no caso de clientes do SEP, da opção tarifária i , previsto para o ano t

$NC_{iBTE,t}$ Somatório do número de clientes em cada mês da opção tarifária i de BTE, previsto para o ano t

$NC_{iBTN,t}$ Somatório do número de clientes em cada mês da opção tarifária i de BTN, previsto para o ano t .

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Comercialização de Redes correspondem ao número de clientes do SEP e ao número de clientes não vinculados discriminados por nível de tensão e opção tarifária.

Secção VI

Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização no SEP

Artigo 103.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização no SEP a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes do SEP

1 - Os preços das tarifas de Comercialização no SEP são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos permitidos aos distribuidores vinculados na actividade de Comercialização no SEP, definidos no Artigo 78.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{NT,t}^{CE} = \sum_n \sum_i NC_{i_n,t} \times TF_{NT,t}^{CE} \quad (115)$$

$$\tilde{R}_{BTE,t}^{CE} = \sum_i NC_{i_{BTE,t}} \times TF_{BTE,t}^{CE} \quad (116)$$

$$\tilde{R}_{BTN,t}^{CE} = \sum_i NC_{i_{BTN,t}} \times TF_{BTN,t}^{CE} \quad (117)$$

com:

- n Nível de tensão n ($n = \text{MAT, AT e MT}$)
- i Opções tarifárias i do nível de tensão n , ou dos fornecimentos em BTE, ou dos fornecimentos em BTN

em que:

$TF_{NT,t}^{CE}$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT, no ano t

$TF_{BTE,t}^{CE}$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização no SEP em BTE, no ano t

$TF_{BTN,t}^{CE}$ Preço do termo tarifário fixo da tarifa de Comercialização no SEP em BTN, no

ano t

$NC_{i_n,t}$ Somatório do número de clientes do SEP em cada mês no nível de tensão n e da opção tarifária i , previsto para o ano t

$NC_{i_{BTE},t}$ Somatório do número de clientes em cada mês da opção tarifária i de BTE, previsto para o ano t

$NC_{i_{BTN},t}$ Somatório do número de clientes em cada mês da opção tarifária i de BTN, previsto para o ano t .

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Comercialização no SEP correspondem ao número de clientes do SEP em cada nível de tensão e opção tarifária.

Secção VII

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP

Artigo 104.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados, no âmbito dos fornecimentos aos clientes do SEP de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCF} = \tilde{R}_{TEP_t}^D + \tilde{R}_{UGS_t}^{D-SEP} + \tilde{R}_{URT_t}^{D-SEP} + \tilde{R}_t^{D-SEP} + \tilde{R}_t^{CR-SEP} + \tilde{R}_t^{CE} \quad (118)$$

em que:

\tilde{R}_t^{TVCF}	Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados no âmbito dos fornecimentos aos clientes do SEP, no ano t
$\tilde{R}_{TEP_t}^D$	Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Energia e Potência, no ano t
$\tilde{R}_{UGS_t}^{D-SEP}$	Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema aos fornecimentos no âmbito do SEP, no ano t
$\tilde{R}_{URT_t}^{D-SEP}$	Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte aos fornecimentos no âmbito do SEP, no ano t
\tilde{R}_t^{D-SEP}	Proveitos permitidos aos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos no âmbito do SEP, no ano t
\tilde{R}_t^{CR-SEP}	Proveitos permitidos aos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos no âmbito do SEP, no ano t
\tilde{R}_t^{CE}	Proveitos permitidos aos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Comercialização no SEP, no ano t .

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCF} = & \sum_n \sum_i \left[\sum_h \left(Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCF} \right) + Pc_{i,n,t} \times TPC_{i,n,t}^{TVCF} + Pp_{i,n,t} \times TPP_{i,n,t}^{TVCF} + \right. \\ & \left. + NC_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCF} + Wrf_{i,n,t} \times TWr_{i,n,t}^{TVCF} + Wrr_{i,n,t} \times TWrr_{i,n,t}^{TVCF} \right] + \\ & + \sum_i \left(Pc_{i,BTN,t} \times TPC_{i,BTN,t}^{TVCF} + \sum_{h'} Wh'_{i,BTN,t} \times TWh'_{i,BTN,t}^{TVCF} \right) \end{aligned} \quad (119)$$

com:

- n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n ($n = \text{MAT, AT, MT e BTE}$)
- i Opção tarifária i dos fornecimentos n
- h Período horário h ($h = \text{horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio para as tarifas tetra-horárias ou } h = \text{horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias}$)
- h' Período horário h' ($h' = \text{horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou } h' = \text{horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou } h' = \text{sem diferenciação horária para as tarifas simples, social e iluminação pública}$)

em que:

- $Wh_{i,n,t}$ Energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
- $TWh_{i,n,t}^{TVCF}$ Preço da energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
- $Pc_{i,n,t}$ Potência contratada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
- $TPC_{i,n,t}^{TVCF}$ Preço da potência contratada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
- $Pp_{i,n,t}$ Potência em horas de ponta na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
- $TPP_{i,n,t}^{TVCF}$ 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 no ano t
$TF_{n,t}^{TVCF}$	Preço do termo tarifário fixo de contratação, leitura, facturação e cobrança no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Wrf_{i,n,t}$	Energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TWrf_{i,n,t}^{TVCF}$	Preço da energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Wrr_{i,n,t}$	Energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TWrr_{i,n,t}^{TVCF}$	Preço da energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Pc_{iBTN,t}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TPc_{iBTN,t}^{TVCF}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh'_{iBTN,t}$	Energia activa entregue no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh'_{iBTN,t}^{TVCF}$	Preço da energia activa 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 do SEP são determinadas pelo número de clientes, as potências contratadas, potências em horas de ponta, energias activas e reactivas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes do SEP, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano t .

3 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP devem resultar da soma dos preços das tarifas por actividade, aplicáveis em cada nível de tensão e por opção tarifária, pelos distribuidores vinculados: tarifa de Energia e Potência, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Comercialização de Redes e tarifa de Comercialização no SEP.

4 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP são estabelecidos anualmente.

5 - Sem prejuízo do número anterior, os preços da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em MAT, AT e MT são ajustados trimestralmente face aos previamente

estabelecidos no início do ano t , por forma a repercutir os ajustamentos trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos fornecimentos em MAT, AT e MT, de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta V_{tri,t}^{NT} = \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,tri,t} \times \Delta TWh_{i,n,tri,t}^{TVCF} \quad (120)$$

com:

n	Nível de tensão n ($n = \text{MAT, AT e MT}$)
i	Opção tarifária i do nível de tensão n
h	Período horário h ($h = \text{horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio para as tarifas tetra-horárias ou } h = \text{horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias}$)
tri	Período trimestral no ano t

em que:

$\Delta V_{tri,t}^{NT}$	Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos clientes de MAT, AT e MT, determinado de acordo com o estabelecido no Artigo 75.º, no ano t
$Wh_{i,n,tri,t}$	Energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão n , prevista para o trimestre tri , no ano t
$\Delta TWh_{i,n,tri,t}^{TVCF}$	Ajuste ao preço da energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão n , no trimestre tri , no ano t .

6 - Às tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em BT aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos em BT definido na Secção V do Capítulo IV, por forma a limitar os aumentos de preços à taxa de inflação esperada para cada ano.

Artigo 105.º

Mecanismo de convergência para tarifas aditivas

1 - A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP nos termos do n.º 3 do artigo anterior, deve ser efectuado de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - A introdução do termo tarifário fixo e a alteração da definição de potência em horas de ponta aplicável nos fornecimentos de MAT, AT, MT e BTE será realizada em 2002, por forma a

que a variação tarifária por opção tarifária que daí resulte seja nula, por aplicação da seguinte expressão:

$$TVCF_i \times Q_i = TVCF_i^* \times Q_i^* \quad (121)$$

em que:

$TVCF_i$ Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em MAT, AT, MT e BTE por opção tarifária i com a nova estrutura tarifária

$TVCF_i^*$ Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em MAT, AT, MT e BTE por opção tarifária i com a estrutura tarifária de 2001

Q_i^* Quantidades vendidas aos clientes de MAT, AT, MT e BTE por termo tarifário e opção tarifária i , previstas para o ano 2002, com a estrutura tarifária de 2001

Q_i Quantidades vendidas aos clientes de MAT, AT, MT e BTE por termo tarifário e opção tarifária i , previstas para o ano 2002, com a nova estrutura tarifária.

3 - Para efeitos da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, calcula-se o acréscimo tarifário δ_t de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta_t = \frac{\sum_i TVCF_{i,t} \times Q_{i,t}}{\sum_i TVCF_{i,t-1} \times Q_{i,t}} \quad (122)$$

e

$$\sum_i TVCF_{i,t} \times Q_{i,t} = \tilde{R}_t^{TVCF} \quad (123)$$

em que:

$TVCF_{i,t}$ Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP por opção tarifária i , no ano t

$Q_{i,t}$ Quantidades vendidas a clientes do SEP, por termo tarifário e opção tarifária i , previstas para o ano t .

4 - Caso o valor de δ_t seja inferior à evolução do índice de preços implícitos no consumo privado $\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right)$, isto é se:

$$\delta_t < \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (124)$$

então os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP do ano t são calculados de acordo com a seguinte metodologia:

$$Tx_{i,n,t} = \text{Min} \left\{ Tx_{i,n,t-1} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}}; Tx_{i,n,t}^a \right\} \text{ se } Tx_{i,n,t-1} \leq Tx_{i,n,t}^a \quad (125)$$

$$Tx_{i,n,t} = \text{Max} \left\{ Tx_{i,n,t-1} \times k; Tx_{i,n,t}^a \right\} \text{ se } Tx_{i,n,t-1} > Tx_{i,n,t}^a \quad (126)$$

com:

- n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n ($n = \text{MAT, AT, MT, BTE e BTN}$)
- 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:

$Tx_{i,n,t}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Tx_{i,n,t}^a$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n , resultante da adição das tarifas por actividade, no ano t

e em que k (com $k < \delta_t$), é calculado por forma a que os proveitos permitidos referidos no n.º 1 do artigo anterior sejam recuperados.

5 - Caso o valor de δ_t seja igual à evolução do índice de preços implícitos no consumo privado

$\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right)$, isto é se:

$$\delta_t = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (127)$$

então as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP mantêm a mesma estrutura do ano $t-1$ por aplicação de igual acréscimo tarifário a todos os termos tarifários de todos os níveis de tensão e opções tarifárias, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{i,t} = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \times TVCF_{i,t-1} \quad (128)$$

6 - Caso o valor de δ_t exceda a evolução do índice de preços implícitos no consumo privado

$\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right)$, isto é se:

$$\delta_t > \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (129)$$

então às tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em BT aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos em BT definido na Secção V do Capítulo IV, e às tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT aplica-se igual acréscimo tarifário a todos os termos tarifários, mantendo a estrutura do ano $t-1$, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{i,t}^{NT} = \delta_t \times TVCF_{i,t-1}^{NT} \quad (130)$$

Artigo 106.º

Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo no SEP

1 - A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP 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 facturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP aos proveitos permitidos e a recuperar em cada actividade do distribuidor vinculado em MT e AT, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia eléctrica a recuperar pelos distribuidores vinculados no ano t e previstos na expressão (5) e na expressão (9) do Artigo 72.º, são dados pelas seguintes expressões:

$$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF} = \tilde{R}_{t-1}^{TVCF} - (\tilde{R}_{TEP t-1}^D + \tilde{R}_{UGS t-1}^{D-SEP} + \tilde{R}_{URT t-1}^{D-SEP} + \tilde{R}_{t-1}^{D-SEP} + \tilde{R}_{t-1}^{CR-SEP} + \tilde{R}_{t-1}^{CE}) \quad (131)$$

Em que:

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

\tilde{R}_{t-1}^{TVCF} Proveitos previstos obter pelos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos fornecimentos a clientes do SEP, no

ano $t-1$

$\tilde{R}_{TEP\ t-1}^D$	Proveitos previstos obter pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Energia e Potência aos fornecimentos a clientes do SEP, no ano $t-1$
$\tilde{R}_{UGS\ t-1}^{D-SEP}$	Proveitos previstos obter pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema aos fornecimentos a clientes do SEP, no ano $t-1$
$\tilde{R}_{URT\ t-1}^{D-SEP}$	Proveitos previstos obter pelos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte aos fornecimentos a clientes do SEP, no ano $t-1$
\tilde{R}_{t-1}^{D-SEP}	Proveitos previstos obter pelos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos a clientes do SEP, no ano $t-1$
\tilde{R}_{t-1}^{CR-SEP}	Proveitos previstos obter pelos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos a clientes do SEP, no ano $t-1$
\tilde{R}_{t-1}^{CE}	Proveitos previstos obter pelos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Comercialização no SEP aos fornecimentos a clientes do SEP, no ano $t-1$.

$$\Delta_{t-2}^{TVCF} = R_{t-2}^{TVCF} - (R_{TEP\ t-2}^D + R_{UGS\ t-2}^{D-SEP} + R_{URT\ t-2}^{D-SEP} + R_{t-2}^{D-SEP} + R_{t-2}^{CR-SEP} + R_{t-2}^{CE}) \quad (132)$$

Em que:

Δ_{t-2}^{TVCF}	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no SEP, no ano $t-2$ a incorporar nos proveitos do ano t .
R_{t-2}^{TVCF}	Proveitos obtidos pelos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos fornecimentos a clientes do SEP, no ano $t-2$
$R_{TEP\ t-2}^D$	Proveitos obtidos pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Energia e Potência aos fornecimentos a clientes do SEP, no ano $t-2$
$R_{UGS\ t-2}^{D-SEP}$	Proveitos obtidos pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema aos fornecimentos a clientes do SEP, no ano $t-2$

$R_{URT\ t-2}^{D-SEP}$	Proveitos obtidos pelos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte aos fornecimentos a clientes do SEP, no ano $t-2$
R_{t-2}^{D-SEP}	Proveitos obtidos pelos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos a clientes do SEP, no ano $t-2$
R_{t-2}^{CR-SEP}	Proveitos obtidos pelos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos a clientes do SEP, no ano $t-2$
R_{t-2}^{CE}	Proveitos obtidos pelos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Comercialização no SEP aos fornecimentos a clientes do SEP, no ano $t-2$.

3 - Os ajustamentos resultantes da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, no ano t , no nível de tensão n , relativos ao ano $t-2$, são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta TVCF_{n\ t-2} = \left(Rf_{t-2}^{TVCF_n} - \tilde{R}f_{t-2}^{TVCF_n} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}}{100} \right)^2 \quad (133)$$

em que:

$\Delta TVCF_{n\ t-2}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, no ano t , no nível de tensão n , relativos ao ano $t-2$
$Rf_{t-2}^{TVCF_n}$	Proveitos facturados pelos distribuidores vinculados, no nível de tensão n , no ano $t-2$
$\tilde{R}f_{t-2}^{TVCF_n}$	Proveitos previstos facturar pelos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, no nível de tensão n , no ano $t-2$
i_{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

4 - O ajustamento estabelecido no número anterior será recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP de cada nível de tensão, por aplicação de igual acréscimo tarifário k^* a todos os termos tarifários, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{n_t} = TVCF_{n_t}^* \times k^* \quad (134)$$

em que:

$TVCF_{n_t}$ Tarifas de Venda aos Clientes Finais do SEP do nível de tensão n , no ano t

$TVCF_{n_t}^*$ Tarifas de Venda aos Clientes Finais do SEP, do nível de tensão n , no ano t , nos termos estabelecidos no artigo anterior e no número 2 deste artigo

Artigo 107.º

Mecanismo de limitação dos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP resultantes da convergência do tarifário às regiões autónomas dos Açores e da Madeira

1 - A convergência do tarifário às regiões autónomas dos Açores e da Madeira será concretizada por forma a que o acréscimo de preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP seja limitado à taxa de inflação esperada para esse ano.

2 - Nestes termos, caso o valor de δ_t estabelecido no Artigo 105.º seja superior à evolução do índice de preços implícitos no consumo privado $\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$, isto é se:

$$\delta_t > \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (135)$$

então os custos com a convergência do tarifário das regiões autónomas dos Açores e da Madeira serão limitados no ano t por forma a garantir um novo valor de δ_t igual à evolução do índice de preços implícito no consumo privado.

3 - Nos termos do número anterior, as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP mantêm a mesma estrutura do ano $t-1$ por aplicação de igual acréscimo tarifário a todos os termos tarifários de todos os níveis de tensão e opções tarifárias, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{i,t} = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \times TVCF_{i,t-1} \quad (136)$$

e os custos com a convergência do tarifário das regiões autónomas dos Açores e da Madeira não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema no ano t e de igual valor percentual serão respectivamente recuperados pela tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA e do SEPM por aplicação da expressão (155) do Artigo 112.º e da expressão (172) do Artigo 117.º.

4 - Caso o valor de δ_t continuar a exceder a evolução do índice de preços implícito no consumo privado $\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$, mesmo não aceitando os custos com a convergência do tarifário das regiões autónomas dos Açores e da Madeira, então às tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em BT aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos em BT definido na Secção V do Capítulo IV, e às tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT aplica-se igual acréscimo tarifário a todos os termos tarifários, mantendo a estrutura do ano $t-1$, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{i,t}^{NT} = \delta_t \times TVCF_{i,t-1}^{NT} \quad (137)$$

Artigo 108.º

Mecanismo de extinção dos descontos

1 - Sem prejuízo do artigo anterior, a extinção do desconto aplicado aos clientes finais do SEP que, por ponto de entrega apresentem uma potência contratada maior ou igual a 4 MW e uma utilização anual de potência facturada maior ou igual a 5000 horas, ou, alternativamente, um consumo anual maior ou igual a 30 GWh, obedece às seguintes disposições:

- a) O desconto atribuído aos clientes finais do SEP em MAT e AT será incluído nos preços das tarifas aplicáveis de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{i_n}^D = TVCF_{i_n} \times D_n \quad (138)$$

com:

- n Nível de tensão n ($n = \text{MAT e AT}$)
 i Opção tarifária i do nível de tensão n

em que:

- $TVCF_{i_n}^D$ Tarifas de Venda aos Clientes Finais do SEP da opção tarifária i do nível de tensão n , com consideração do desconto
 $TVCF_{i_n}$ Tarifas de Venda aos Clientes Finais do SEP da opção tarifária i do nível de tensão n em 2001
 D_n Factor de desconto global do nível de tensão n .

e o factor D_n é calculado por:

$$D_n = \frac{R_{f2000}^{TVCF_n}}{R_{2000}^{TVCF_n}} \quad (139)$$

com:

n Nível de tensão n ($n = \text{MAT e AT}$)

em que:

$R_{f2000}^{TVCF_n}$ Proveitos facturados aos clientes do SEP no nível de tensão n , em 2000

$R_{2000}^{TVCF_n}$ Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de 2000 aos fornecimentos dos clientes finais do SEP no nível de tensão n , em 2000.

- b) O desconto atribuído aos clientes do SEP em MT será anulado a partir de 2005, sendo progressivamente reduzido por aplicação dos seguintes factores multiplicativos, que incidem sobre o valor total da factura correspondente à aplicação do tarifário em vigor, como a seguir se indica:

2002	0,91
2003	0,94
2004	0,97

2 - Para efeitos do número anterior, considera-se potência facturada como sendo a potência correspondente ao valor médio da máxima potência activa média, registada em qualquer período ininterrupto de 15 minutos, de cada mês do ano em causa.

Secção VIII

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA

Artigo 109.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, no âmbito dos fornecimentos aos clientes finais do SEPA de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCF A} = \tilde{R}_{AGS t}^A + \tilde{R}_{Dt}^A + \tilde{R}_{Ct}^A \quad (140)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{TVCF A}$ Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA no âmbito dos fornecimentos a clientes finais do SEPA, no ano t

$\tilde{R}_{AGS t}^A$ Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t : tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte

\tilde{R}_{Dt}^A Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t

\tilde{R}_{Ct}^A Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano t

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCF A} = & \sum_n \sum_i \left[\sum_h \left(Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCF A} \right) + Pf_{i,n,t} \times TPf_{i,n,t}^{TVCF A} + \right. \\ & \left. + Wrf_{i,n,t} \times TWrf_{i,n,t}^{TVCF A} + Wrr_{i,n,t} \times TWrr_{i,n,t}^{TVCF A} \right] + \\ & + \sum_i \left(Pc_{i,BTN,t} \times TPc_{i,BTN,t}^{TVCF A} + \sum_{h'} Wh'_{i,BTN,t} \times TWh'_{i,BTN,t}^{TVCF A} \right) \end{aligned} \quad (141)$$

com:

n	Nível de tensão ou tipo de fornecimento n ($n = \text{MT e BTE}$)
i	Opção tarifária i dos fornecimentos n
h	Período horário $h =$ horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias
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 as tarifas simples, social e iluminação pública)

em que:

$Wh_{i,n,t}$	Energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TWh_{i,n,t}^{TVCF}$	Preço da energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Pf_{i,n,t}$	Potência facturada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TPf_{i,n,t}^{TVCF}$	Preço da potência facturada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Wrf_{i,n,t}$	Energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TWrf_{i,n,t}^{TVCF}$	Preço da energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Wrr_{i,n,t}$	Energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TWrr_{i,n,t}^{TVCF}$	Preço da energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Pc_{i,BTN,t}$	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

$Wh'_{iBTN,t}$ Energia activa entregue no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t

$TWh'_{iBTN,t}^{TVCF}$ Preço da energia activa 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 do SEPA são determinadas pelas potências contratadas, potências facturadas, energias activas e reactivas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes finais do SEPA, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano t .

3 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA devem resultar da soma dos preços das tarifas por actividade de Portugal Continental, aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária: tarifa de Energia e Potência, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Comercialização de Redes e tarifa de Comercialização no SEP.

4 - Os preços da potência facturada das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA das opções tarifárias de MT e BTE resultam da conversão dos preços da potência em horas de ponta, potência contratada e do termo tarifário fixo de leitura, facturação e cobrança por forma a resultarem preços por unidade de energia eléctrica idênticos e tendo por base os fornecimentos em MT e BTE do SEPA.

5 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA são estabelecidos anualmente.

6 - Sem prejuízo do número anterior, os preços da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA de MT são ajustados trimestralmente face aos previamente estabelecidos no início do ano t , por forma a repercutir os ajustamentos trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos fornecimentos em MT, de acordo com o estabelecido no n.º 5 do Artigo 104.º.

7 - Às tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos estabelecido no Artigo 112.º.

Artigo 110.º

Mecanismo de convergência para tarifas aditivas no SEPA

1 - A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais no SEPA nos termos dos números 3, 4 e 5 do artigo anterior, deve ser efectuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, calcula-se o acréscimo tarifário δ_t^A de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta_t^A = \frac{\sum_i TVCF^A_{i,t} \times Q^A_{i,t}}{\sum_i TVCF^A_{i,t-1} \times Q^A_{i,t}} \quad (142)$$

e

$$\sum_i TVCF^A_{i,t} \times Q^A_{i,t} = \tilde{R}_{TVCF_t}^A \quad (143)$$

em que:

$TVCF^A_{i,t}$ Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA por opção tarifária i , no ano t

$Q^A_{i,t}$ Quantidades vendidas a clientes finais do SEPA, por termo tarifário e opção tarifária i , previstas para o ano t .

3 - Caso o valor de δ_t^A seja inferior à evolução do índice de preços implícitos no consumo privado $\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$, isto é se:

$$\delta_t^A < \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (144)$$

então os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA do ano t são calculados de acordo com a seguinte metodologia:

$$Tx^A_{i,n,t} = \text{Min} \left\{ Tx^A_{i,n,t-1} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}}; Tx^{aA}_{i,n,t} \right\} \text{ se } Tx^A_{i,n,t-1} \leq Tx^{aA}_{i,n,t} \quad (145)$$

$$Tx^A_{i,n,t} = \text{Max} \left\{ Tx^A_{i,n,t-1} \times k^A; Tx^{aA}_{i,n,t} \right\} \text{ se } Tx^A_{i,n,t-1} > Tx^{aA}_{i,n,t} \quad (146)$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n ($n = \text{MT, BTE e BTN}$)

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:

$Tx_{i,n,t}^A$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Tx_{i,n,t}^{aA}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n , resultante da aplicação do princípio da aditividade tarifária nos termos do Artigo 109.º, no ano t

e em que k^A (com $k^A < \delta_t^A$), é calculado por forma a que os proveitos referidos no n.º 1 do artigo anterior sejam recuperados.

4 - Caso o valor de δ_t^A seja igual à evolução do índice de preços implícitos no consumo privado

$\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$, isto é se:

$$\delta_t^A = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (147)$$

então as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA mantêm a mesma estrutura do ano $t-1$ por aplicação de igual acréscimo tarifário a todos os termos tarifários de todos os níveis de tensão e opções tarifárias, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{i,t}^A = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \times TVCF_{i,t-1}^A \quad (148)$$

5 - Caso o valor de δ_t^A exceda a evolução do índice de preços implícitos no consumo privado

$\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$, isto é se:

$$\delta_t^A > \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (149)$$

aplica-se igual acréscimo tarifário a todos os termos tarifários das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA em MT, mantendo a estrutura do ano $t-1$, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{i,t}^{AMT} = \delta_t^A \times TVCF_{i,t-1}^{AMT} \quad (150)$$

Artigo 111.º

Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo no SEPA

1 - A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA 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 facturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA aos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação das tarifas por actividade, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia eléctrica e gestão do sistema a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA no ano t e previstos na expressão (47) e na expressão (48) do Artigo 82.º, são dados pelas seguintes expressões:

$$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCFA} = \tilde{R}_{t-1}^{TVCFA} - (\tilde{R}_{AGSt-1}^A + \tilde{R}_{Dt-1}^A + \tilde{R}_{Ct-1}^A) \quad (151)$$

Em que:

$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCFA}$	Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no SEPA, no ano <i>t-1</i> , a incorporar nos proveitos do ano t.
\tilde{R}_{t-1}^{TVCFA}	Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos fornecimentos a clientes do SEPA, no ano <i>t-1</i>
\tilde{R}_{AGSt-1}^A	Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano <i>t-1</i> : tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte
\tilde{R}_{Dt-1}^A	Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano <i>t-1</i>
\tilde{R}_{Ct-1}^A	Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano <i>t-1</i>

$$\Delta_{t-2}^{TVCF^A} = R_{t-2}^{TVCF^A} - (R_{AGSt-2}^A + R_{Dt-2}^A + R_{Ct-2}^A) \quad (152)$$

Em que:

$\Delta_{t-2}^{TVCF^A}$ Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no SEPA, no ano $t-2$ a incorporar nos proveitos do ano t .

$R_{t-2}^{TVCF^A}$ Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos fornecimentos a clientes do SEPA, no ano $t-2$

R_{AGSt-2}^A Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano $t-2$: tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte

R_{Dt-2}^A Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-2$

R_{Ct-2}^A Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano $t-2$

3 - Os ajustamentos resultantes da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, no nível de tensão n , relativos ao ano $t-2$, são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta TVCF^A_{n,t-2} = (Rf_{t-2}^{TVCF^A_n} - \tilde{R}f_{t-2}^{TVCF^A_n}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}}{100}\right)^2 \quad (153)$$

em que:

$\Delta TVCF^A_{n,t-2}$ Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, no ano t , no nível de tensão n , relativos ao ano $t-2$

$Rf_{t-2}^{TVCF^A_n}$ Proveitos facturados pela concessionária do transporte e distribuição, no nível de tensão n , no ano $t-2$

\tilde{R}_{t-2}^{TVCFAn} Proveitos previstos facturar pela concessionária do transporte e distribuição por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, no nível de tensão n , no ano $t-2$

i_{t-1} Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

4 - O ajustamento estabelecido no número anterior será recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA de cada nível de tensão, por aplicação de igual acréscimo tarifário kA^* a todos os termos tarifários, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{n_t}^A = TVCF_{n_t}^{A*} \times kA^* \quad (154)$$

em que:

$TVCF_{n_t}^A$ Tarifas de Venda aos Clientes Finais do SEPA do nível de tensão n , no ano t

$TVCF_{n_t}^{A*}$ Tarifas de Venda aos Clientes Finais do SEPA, do nível de tensão n , no ano t , nos termos estabelecidos no artigo anterior e no número 2 deste artigo

Artigo 112.º

Mecanismo de Limitação dos Acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA

1 - O presente artigo aplica-se sempre que a convergência do tarifário às regiões autónomas dos Açores e da Madeira seja limitada por actuação do mecanismo de limitação dos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP estabelecido no Artigo 107.º.

2 - Para efeitos do número anterior, o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, estabelecido no Artigo 109.º, passa a ser determinado pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{TVCF_t}^A = \tilde{R}_{AGS_t}^A + \tilde{R}_{D_t}^A + \tilde{R}_{C_t}^A + SRAA_t \quad (155)$$

em que:

$\tilde{R}_{TVCF_t}^A$ Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA no âmbito dos fornecimentos a clientes finais do SEPA, no ano t

\tilde{R}_{AGSt}^A	Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t : tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte
\tilde{R}_{Dt}^A	Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t
\tilde{R}_{Ct}^A	Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano t
$SRAA_t$	Custos com a convergência do tarifário do SEPA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema, por limitação do acréscimo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, no ano t .

3 - Os custos com a convergência do tarifário do SEPA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema no ano t , são estabelecidos anualmente, por forma a limitar o acréscimo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA a um valor a estabelecer pela ERSE.

Artigo 113.º

Regime de aplicação transitória de descontos no SEPA

- 1 - Os descontos em vigor no SEPA deixarão de ter aplicação em 2005.
- 2 - A concessionária do transporte e distribuição do SEPA deverá apresentar uma proposta para esse efeito.

Secção IX

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM

Artigo 114.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar no SEPM são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, no âmbito dos fornecimentos aos clientes finais do SEPM de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCFM} = \tilde{R}_{AGS_t}^M + \tilde{R}_{Dt}^M + \tilde{R}_{Ct}^M \quad (156)$$

em que:

- \tilde{R}_t^{TVCFM} Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM no âmbito dos fornecimentos a clientes finais do SEPM, no ano t
- $\tilde{R}_{AGS_t}^M$ Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t : tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte
- \tilde{R}_{Dt}^M Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t
- \tilde{R}_{Ct}^M Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano t

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCFM} = & \sum_n \sum_i \left[\sum_h \left(Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCFM} \right) + Pf_{i,n,t} \times TPf_{i,n,t}^{TVCFM} + \right. \\ & \left. + Wrf_{i,n,t} \times TWrf_{i,n,t}^{TVCFM} + Wrr_{i,n,t} \times TWrr_{i,n,t}^{TVCFM} \right] + \\ & + \sum_i \left(Pc_{i,BTN,t} \times TPc_{i,BTN,t}^{TVCFM} + \sum_{h'} Wh'_{i,BTN,t} \times TWh'_{i,BTN,t}^{TVCFM} \right) \end{aligned} \quad (157)$$

com:

- n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n ($n = AT, MT$ e BTE)
- i Opção tarifária i dos fornecimentos n
- h Período horário $h =$ horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias
- 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 as tarifas simples, social e iluminação pública)

em que:

- $Wh_{i,n,t}$ Energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
- $TWh_{i,n,t}^{TVCFM}$ Preço da energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
- $Pf_{i,n,t}$ Potência facturada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
- $TPf_{i,n,t}^{TVCFM}$ Preço da potência facturada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
- $Wrf_{i,n,t}$ Energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
- $TWrf_{i,n,t}^{TVCFM}$ Preço da energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
- $Wrr_{i,n,t}$ Energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
- $TWrr_{i,n,t}^{TVCFM}$ Preço da energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível

de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Pc_{iBTN,t}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TPc_{iBTN,t}^{TVCFM}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh'_{iBTN,t}$	Energia activa entregue no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh'_{iBTN,t}^{TVCFM}$	Preço da energia activa 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 do SEPM são determinadas pelas potências contratadas, potências facturadas, energias activas e reactivas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes finais do SEPM, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano t .

3 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM devem resultar da soma dos preços das tarifas por actividade de Portugal Continental, aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária: tarifa de Energia e Potência, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Comercialização de Redes e tarifa de Comercialização no SEP.

4 - Os preços da potência facturada das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM das opções tarifárias de AT, MT e BTE resultam da conversão dos preços da potência em horas de ponta, potência contratada e do termo tarifário fixo de leitura, facturação e cobrança, por forma a resultarem preços por unidade de energia eléctrica idênticos e tendo por base os fornecimentos em AT, MT e BTE do SEPM.

5 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM são estabelecidos anualmente.

6 - Sem prejuízo do número anterior, os preços da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM de AT e MT são ajustados trimestralmente face aos previamente estabelecidos no início do ano t , por forma a repercutir os ajustamentos trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos fornecimentos em MT, de acordo com o estabelecido no n.º 5 do Artigo 104.º.

7 - Às tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos estabelecido no Artigo 117.º.

Artigo 115.º

Mecanismo de convergência para tarifas aditivas no SEPM

1 - A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais no SEPM nos termos dos números 3, 4 e 5 do artigo anterior, deve ser efectuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - Para efeitos da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, calcula-se o acréscimo tarifário δ_t^M de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta_t^M = \frac{\sum_i TVCF^M_{i,t} \times Q^M_{i,t}}{\sum_i TVCF^M_{i,t-1} \times Q^M_{i,t}} \quad (158)$$

e

$$\sum_i TVCF^M_{i,t} \times Q^M_{i,t} = \tilde{R}^M_{TVCF_t} \quad (159)$$

em que:

$TVCF^M_{i,t}$ Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM por opção tarifária i , no ano t

$Q^M_{i,t}$ Quantidades vendidas a clientes finais do SEPM, por termo tarifário e opção tarifária i , previstas para o ano t .

3 - Caso o valor de δ_t^M seja inferior à evolução do índice de preços implícitos no consumo privado $\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$, isto é se:

$$\delta_t^M < \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (160)$$

então os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM do ano t são calculados de acordo com a seguinte metodologia:

$$Tx^M_{i,n,t} = \text{Min} \left\{ Tx^M_{i,n,t-1} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}}; Tx^a_{i,n,t} \right\} \text{ se } Tx^M_{i,n,t-1} \leq Tx^a_{i,n,t} \quad (161)$$

$$Tx^M_{i,n,t} = \text{Max} \left\{ Tx^M_{i,n,t-1} \times k^M; Tx^a_{i,n,t} \right\} \text{ se } Tx^M_{i,n,t-1} > Tx^a_{i,n,t} \quad (162)$$

com:

- n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n ($n = AT, MT, BTE$ 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:

$Tx_{i,n,t}^M$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Tx_{i,n,t}^{aM}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n , resultante da aplicação do princípio da aditividade tarifária nos termos do Artigo 114.º, no ano t

e em que k^M (com $k^M < \delta_t^M$), é calculado por forma a que os proveitos referidos no n.º 1 do artigo anterior sejam recuperados.

4 - Caso o valor de δ_t^M seja igual à evolução do índice de preços implícitos no consumo privado $\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$, isto é se:

$$\delta_t^M = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (163)$$

então as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM mantêm a mesma estrutura do ano $t-1$ por aplicação de igual acréscimo tarifário a todos os termos tarifários de todos os níveis de tensão e opções tarifárias, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{i,t}^M = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \times TVCF_{i,t-1}^M \quad (164)$$

5 - Caso o valor de δ_t^M exceda a evolução do índice de preços implícitos no consumo privado $\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$, isto é se:

$$\delta_t^M > \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (165)$$

aplica-se igual acréscimo tarifário a todos os termos tarifários das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM em AT e MT, mantendo a estrutura do ano $t-1$, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF^{M,MT}_{i,t} = \delta_t \times TVCF^{M,MT}_{i,t-1} \quad (166)$$

$$TVCF^{M,AT}_{i,t} = \delta_t \times TVCF^{M,AT}_{i,t-1} \quad (167)$$

Artigo 116.º

Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo no SEPM

1 - A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM 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 facturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM aos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação das tarifas por actividade, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia eléctrica e gestão do sistema a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM no ano t e previstos na expressão (58) e na expressão (59) do Artigo 86.º, são dados pelas seguintes expressões:

$$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCFM} = \tilde{R}_{t-1}^{TVCFM} - (\tilde{R}_{AGSt-1}^M + \tilde{R}_{Dt-1}^M + \tilde{R}_{Ct-1}^M) \quad (168)$$

Em que:

$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCFM}$ Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no SEPM, no ano $t-1$, a incorporar nos proveitos do ano t .

\tilde{R}_{t-1}^{TVCFM} Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos fornecimentos a clientes do SEPM, no ano $t-1$

\tilde{R}_{AGSt-1}^M Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano $t-1$: tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede

de Transporte

\tilde{R}_{Dt-1}^M Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-1$

\tilde{R}_{Ct-1}^M Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano $t-1$

$$\Delta_{t-2}^{TVCFM} = R_{t-2}^{TVCFM} - (R_{AGSt-2}^M + R_{Dt-2}^M + R_{Ct-2}^M) \quad (169)$$

Em que:

Δ_{t-2}^{TVCFM} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no SEPM, no ano $t-2$ a incorporar nos proveitos do ano t .

R_{t-2}^{TVCFM} Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos fornecimentos a clientes do SEPM, no ano $t-2$

R_{AGSt-2}^M Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano $t-2$: tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte

R_{Dt-2}^M Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-2$

R_{Ct-2}^M Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano $t-2$

3 - Os ajustamentos resultantes da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM, no ano t , no nível de tensão n , relativos ao ano $t-2$, são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta TVCF^M_{n_{t-2}} = \left(Rf_{t-2}^{TVCFM_n} - \tilde{R}f_{t-2}^{TVCFM_n} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}}{100} \right)^2 \quad (170)$$

em que:

$\Delta TVCF^M_{n_{t-2}}$ Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, no ano t , no nível de tensão n , relativos ao ano $t-2$

$Rf_{t-2}^{TVCFM_n}$ Proveitos facturados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado, no nível de tensão n , no ano $t-2$

$\tilde{R}f_{t-2}^{TVCFM_n}$ Proveitos previstos facturar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM, no nível de tensão n , no ano $t-2$

i_{t-1} Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

4 - O ajustamento estabelecido no número anterior será recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM de cada nível de tensão, por aplicação de igual acréscimo tarifário kM^* a todos os termos tarifários, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF^M_{n_t} = TVCF^M_{n_t} * \times kM^* \quad (171)$$

em que:

$TVCF^M_{n_t}$ Tarifas de Venda aos Clientes Finais do SEPM do nível de tensão n , no ano t

$TVCF^M_{n_t} *$ Tarifas de Venda aos Clientes Finais do SEPM, do nível de tensão n , no ano t , nos termos estabelecidos no artigo anterior e no número 2 deste artigo

Artigo 117.º

Mecanismo de Limitação dos Acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM

1 - O presente artigo aplica-se sempre que a convergência do tarifário às regiões autónomas dos Açores e da Madeira seja limitada por actuação do mecanismo de limitação dos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP estabelecido no Artigo 107.º.

2 - Para efeitos do número anterior, o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, estabelecido no Artigo 114.º, passa a ser determinado pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{TVCF_F}^M = \tilde{R}_{AGS_t}^M + \tilde{R}_{D_t}^M + \tilde{R}_{C_t}^M + SRAM_t \quad (172)$$

em que:

$\tilde{R}_{TVCF_F}^M$	Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM no âmbito dos fornecimentos a clientes finais do SEPM, no ano t
$\tilde{R}_{AGS_t}^M$	Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t : tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte
$\tilde{R}_{D_t}^M$	Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t
$\tilde{R}_{C_t}^M$	Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano t
$SRAM_t$	Custos com a convergência do tarifário do SEPM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema, por limitação do acréscimo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM, no ano t .

3 - Os custos com a convergência do tarifário do SEPM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema no ano t , são estabelecidos anualmente por forma a limitar o acréscimo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM a um valor a estabelecer pela ERSE.

Artigo 118.º

Regime de aplicação transitória de descontos no SEPM

1 - Os descontos em vigor no SEPM deixarão de ter aplicação em 2005.

2 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM deverá apresentar uma proposta para esse efeito.

Capítulo VI

Procedimentos

Secção I

Disposições Gerais

Artigo 119.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 4.
- 2 - Para os fornecimentos da entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado e para os fornecimentos aos clientes finais do SEP, do SEPA e do SEPM, em MAT, AT e MT, as tarifas são actualizadas trimestralmente.
- 3 - Os procedimentos associados à fixação e actualização das tarifas são definidos na Secção VI.
- 4 - A título excepcional, por decisão da ERSE, pode ocorrer uma revisão antecipada.
- 5 - Os procedimentos associados a uma fixação excepcional são definidos na Secção VII.

Artigo 120.º

Período de regulação

- 1 - O período de regulação em Portugal continental é de três anos e nas Regiões Autónomas é de um ano.
- 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 actividades da entidade concessionária da RNT, dos distribuidores vinculados, da concessionária do transporte e distribuição do SEPA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.
- 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 VIII.
- 5 - A título excepcional, podem ser revistos os parâmetros de um dado período no decorrer do referido período.

6 - Os procedimentos associados à revisão excepcional prevista no número anterior são definidos na Secção IX.

Secção II

Informação periódica a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT

Artigo 121.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 emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios associados às várias actividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela entidade concessionária da RNT, até 1 de Maio de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Balanço, demonstração de resultados, demonstração de fluxos de caixa e os investimentos, por actividade, verificados no ano anterior ($t-2$), 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.
- b) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso ($t-1$).
- c) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t).

3 - A pormenorização da informação referida no número anterior deve obedecer ao estabelecido no Artigo 57.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março, assim como às normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

4 - Os valores do balanço, da demonstração de resultados e da demonstração de fluxos de caixa estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso ($t-1$).

5 - Os investimentos referidos no n.º 2, para além dos valores em Euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

6 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano anterior ($t-2$), ao ano em curso ($t-1$) e ao ano seguinte (t).

7 - O balanço de energia eléctrica verificado no ano anterior ($t-2$) referido no n.º 6 e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação suficientemente discriminada por nível de tensão em energia activa por período tarifário, potência contratada, potência em horas de ponta, energia reactiva recebida e fornecida:

- a) Fornecimentos de energia eléctrica aos distribuidores vinculados.
- b) Aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial.
- c) Entregas de energia eléctrica aos clientes não vinculados.

8 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE até ao final do primeiro mês de cada período trimestral, o balanço de energia eléctrica relativo ao período trimestral anterior.

9 - Para efeitos de aceitação dos custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, a entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE, até ao final do ano anterior ao início do período de regulação, um "Plano de Promoção da Qualidade Ambiental", contendo as medidas de promoção da qualidade do ambiente que propõe executar durante cada um dos anos do período de regulação e em cada uma das actividades, e uma estimativa dos custos e benefícios dessas acções, separados por actividade.

10 - A entidade concessionária da RNT 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 acções executadas, os custos incorridos e os benefícios alcançados para cada uma das actividades da entidade concessionária da RNT.

11 - A entidade concessionária da RNT, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos marginais definidos pela ERSE deve enviar, até 1 de Maio de cada ano, os valores relativos aos custos marginais de produção, aos custos marginais imputáveis aos serviços de sistema e aos custos incrementais de transporte de energia eléctrica 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.

12 - A entidade concessionária da RNT, tendo em conta o cálculo do desvio mensal da parcela variável de aquisição de energia eléctrica, deve enviar até 1 de Maio de cada ano, valores mensais relativos aos custos marginais de energia de curto prazo das centrais do SEP, previstos para o ano t .

Artigo 122.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica

1 - A entidade concessionária da RNT, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia eléctrica a produtores vinculados, por central, identificando as parcelas que são imputadas às actividades de Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Eléctrica.
- b) Custos de aquisição de energia eléctrica a produtores não vinculados, identificando os custos associados a eventuais serviços de sistema.
- c) Movimentos mensais da correcção de hidraulicidade.
- d) Custos de importações de energia eléctrica.
- e) Custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, identificando a parcela relativa a custos imputáveis à actividade de Gestão Global do Sistema.
- f) Encargos com contratos de interruptibilidade.
- g) Custos correspondentes a terrenos para centros electroprodutores.
- h) Outros custos do exercício associados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
- i) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.
- j) Custos incorridos nesta actividade com a promoção da qualidade do ambiente, conforme o relatório de execução do “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental”, de acordo com o previsto nos n.ºs 9 e 10 do Artigo 121.º.

2 - A entidade concessionária da RNT, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da venda de energia eléctrica aos distribuidores vinculados.
- b) Proveitos decorrentes da exportação de energia eléctrica.
- c) Proveitos decorrentes de vendas a produtores vinculados e não vinculados, e a clientes não vinculados.
- d) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento a entidades do SENV.

3 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até ao final do primeiro mês de cada período trimestral, informação relativa ao balanço de energia eléctrica relativo ao período trimestral anterior, contendo a seguinte informação:

- a) Quantidades e custos mensais de energia eléctrica adquiridas às centrais de produção do SEP.
- b) Encargos variáveis mensais de aquisição de energia eléctrica às centrais de produção do SEP.
- c) Quantidades mensais de energia eléctrica e potência vendidas aos distribuidores vinculados, por período horário.
- d) Quantidades mensais de energia eléctrica importadas ou exportadas.
- e) Custos e receitas mensais provenientes das importações e exportações.
- f) Encargos mensais com combustível por central.
- g) Movimentos mensais de correcção de hidraulicidade.

Artigo 123.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Gestão Global do Sistema

1 - A entidade concessionária da RNT, relativamente à actividade de Gestão Global do Sistema, de modo a permitir evidenciar as funções de Gestor de Ofertas, de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição anual de custos:

- a) Custos associados à gestão do sistema.
- b) Custos associados ao acerto de contas entre o SEP e o SENV.
- c) Custos associados à gestão das relações comerciais entre o SEP e o SENV e entidades externas.

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) Custos associados à utilização da rede de telecomunicações imputados à actividade de Gestão Global do Sistema.
- c) Sobrecustos de aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial, calculados de acordo com o estabelecido na norma e metodologia complementar.
- d) Outros custos do exercício associados à actividade de Gestão Global do Sistema, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

- e) Custos incorridos nesta actividade com a promoção da qualidade do ambiente, conforme o relatório de execução do “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental” de acordo com o previsto nos n.ºs 9 e 10 do Artigo 121.º.

3 - A entidade concessionária da RNT, relativamente à actividade de Gestão Global do Sistema, deve apresentar para cada ano:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, por tipo de utilizador.
- b) Proveitos associados à actividade de Gestão Global do Sistema que não resultem da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema.

Artigo 124.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Transporte de Energia Eléctrica

1 - A entidade concessionária da RNT, relativamente à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos associados ao planeamento, operação e manutenção da rede de transporte.
- b) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação afecto à actividade de Transporte de Energia Eléctrica.
- c) Outros custos do exercício associados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.
- d) Custos incorridos nesta actividade com a promoção da qualidade do ambiente, conforme o relatório de execução do “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental” de acordo com o previsto nos n.ºs 9 e 10 do Artigo 121.º.

2 - A entidade concessionária da RNT, relativamente à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, por tipo de utilizador, designadamente distribuidores vinculados e clientes não vinculados.
- b) Proveitos decorrentes da actividade de Transporte de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte.

Secção III

Informação periódica a fornecer à ERSE pelos distribuidores vinculados

Artigo 125.º

Informação a fornecer à ERSE pelos distribuidores vinculados

1 - Os distribuidores vinculados devem 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, activos, passivos e capitais próprios associados às várias actividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - As contas reguladas a enviar à ERSE pelos distribuidores vinculados, até 1 de Maio de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Balanço, demonstração de resultados, demonstração de fluxos de caixa e os investimentos, por actividade, verificados no ano anterior ($t-2$), 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.
- b) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso ($t-1$).
- c) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t).

3 - A pormenorização da informação referida no número anterior deve obedecer ao estabelecido no Artigo 57.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março, assim como às normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

4 - Os valores do balanço, da demonstração de resultados e da demonstração de fluxos de caixa estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso ($t-1$).

5 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano anterior ($t-2$), ao ano em curso ($t-1$) e ao ano seguinte (t).

6 - Os distribuidores vinculados, com vista à fixação anual das tarifas, devem enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa e reactiva, potência e número de clientes, verificada no ano anterior ($t-2$):

- a) Entregas de energia eléctrica aos clientes do SEP e aos clientes não vinculados no ano $t-2$.
- b) Aquisição de energia eléctrica ao abrigo do n.º 2 do Artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março.
- c) Diagramas de carga tipo referidos nos Artigos 67.º, 68.º, 69.º, 72.º, 74.º e 75.º.

7 - As energias activa e reactiva devem ser discriminadas por nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.

8 - As potências devem ser discriminadas em potência contratada e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.

9 - O número de clientes deve ser discriminado para cada mês por tipo de cliente, por nível de tensão, e no caso de clientes do SEP, por opção tarifária e por escalão de potência na BTN.

10 - Para os fornecimentos de energia eléctrica estabelecidos na alínea a) do n.º 6, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 8 e dos consumos de energia eléctrica.

11 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até ao final do primeiro mês de cada período trimestral, o balanço de energia eléctrica relativo ao período trimestral anterior.

12 - A informação relativa aos fornecimentos dos clientes do SEP de MAT, AT e MT, nos termos dos n.ºs 6, 7, 8 e 9, deve ser enviada até ao final do primeiro mês de cada período trimestral, relativamente ao período trimestral anterior.

13 - Para efeitos de aceitação dos custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, os distribuidores vinculados devem apresentar à ERSE, até ao final do ano anterior ao início do período de regulação, um "Plano de Promoção da Qualidade Ambiental", contendo as medidas de promoção da qualidade do ambiente que propõem executar durante cada um dos anos do período de regulação e em cada uma das actividades, bem como uma estimativa dos custos e benefícios dessas acções, separados por actividade.

14 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até ao dia 1 de Maio de cada ano, um relatório de execução do plano previsto no número anterior, onde são descritas as acções executadas, os custos incorridos e os benefícios alcançados.

15 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até ao final do ano anterior ao início do período de regulação, um “Plano de Gestão da Procura” no qual são apresentados os objectivos do mesmo e descritas as acções e programas a executar, durante cada um dos anos do período de regulação, com os respectivos custos incorridos e os benefícios alcançados.

16 - Os distribuidores vinculados devem 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 acções executadas, os custos incorridos e os benefícios alcançados.

17 - Os distribuidores vinculados, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos marginais definidos pela ERSE, devem enviar-lhe até 1 de Maio de cada ano, os valores relativos aos custos incrementais de distribuição de energia eléctrica 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.

Artigo 126.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

1 - Os distribuidores vinculados, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, devem apresentar para cada ano a seguinte informação:

- 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 de capital relacionados com os activos da distribuição, 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 actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.
- d) Custos incorridos nesta actividade com a promoção da qualidade do ambiente, conforme o relatório de execução do “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental” de acordo com o previsto nos n.ºs 13 e 14 do Artigo 125.º.
- e) Outros custos do exercício, repartidos por nível de tensão, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - Os distribuidores vinculados, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, devem apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a) Proveitos decorrentes do uso da rede de distribuição pelos clientes do SEP.
- b) Proveitos decorrentes do uso da rede de distribuição pelos clientes não vinculados.
- c) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado.

Artigo 127.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Comercialização de Redes

1 - Os distribuidores vinculados, relativamente à actividade de Comercialização de Redes, devem apresentar para cada ano a seguinte informação:

- a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, afectos à actividade de Comercialização de Redes, desagregados da seguinte forma:
 - i) Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados.
 - ii) Custos de facturação e de cobrança.
 - iii) Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial.
- b) Custos de capital:
 - i) Amortizações, incluindo as amortizações do equipamento de medida, por tipo de cliente final.
 - ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa.
 - iii) Encargos financeiros.
- c) Custos incorridos nesta actividade com a promoção da qualidade do ambiente, conforme o estabelecido no relatório de execução do “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental” de acordo com o previsto nos n.ºs 13 e 14 do Artigo 125.º.
- d) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - Os distribuidores vinculados, relativamente à actividade de Comercialização de Redes, devem apresentar para cada ano a seguinte informação complementar:

- a) Proveitos resultantes da prestação de serviços regulados, nomeadamente, leituras extraordinárias e interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente.
- b) Proveitos resultantes da prestação de serviços diversos não regulados.

- c) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Comercialização de Redes, aos clientes do SEP e aos clientes não vinculados, discriminados por nível de tensão e por opção tarifária.

3 - Os custos referidos nas alíneas a) e b) do n.º 1 que forem repartidos entre esta actividade e a actividade de Comercialização no SEP devem ser acompanhados da respectiva chave de repartição devidamente justificada.

Artigo 128.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Comercialização no SEP

1 - Os distribuidores vinculados, relativamente à actividade de Comercialização no SEP, devem apresentar para cada ano a seguinte informação:

- a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, afectos à actividade de Comercialização no SEP, desagregados da seguinte forma:
 - i) Custos comerciais relacionados com a aquisição de energia eléctrica.
 - ii) Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados.
 - iii) Custos de facturação e de cobrança.
 - iv) Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial.
- b) Custos de capital:
 - i) Amortizações.
 - ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa.
 - iii) Encargos financeiros.
- c) Custos incorridos nesta actividade com a promoção da qualidade do ambiente, conforme o relatório de execução do “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental”, de acordo com o previsto nos n.ºs 13 e 14 do Artigo 125.º.
- d) Custos e benefícios relativos a acções e programas de gestão da procura, de acordo com o relatório de execução do “Plano de Gestão da Procura” previsto nos n.ºs 15 e 16 do Artigo 125.º.
- e) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - Os distribuidores vinculados, relativamente à actividade de Comercialização no SEP, devem apresentar para cada ano a seguinte informação complementar:

- a) Proveitos decorrentes da tarifa de Comercialização no SEP a clientes finais, por nível de tensão e opção tarifária.
- b) Proveitos resultantes da prestação de serviços regulados, designadamente o pagamento da quantia mínima nos caso de mora.
- c) Proveitos resultantes de serviços diversos não regulados.

3 - Os custos referidos nas alíneas a) e b) do n.º 1 que forem repartidos entre esta actividade e a actividade de Comercialização de Redes devem ser acompanhados da respectiva chave de repartição devidamente justificada.

4 - Os efeitos do mecanismo de limitação dos acréscimos de preços em BT, estabelecido na Secção V do Capítulo IV, devem ser claramente evidenciados, designadamente no que se refere aos proveitos de vendas a clientes finais em BT.

Artigo 129.º

Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica

1 - Os distribuidores vinculados, relativamente à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, devem para cada ano apresentar a seguinte informação:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP.
- b) Proveitos decorrentes da facturação da Tarifa de Energia e Potência aos clientes do SEP de acordo com as diferentes opções tarifárias e provenientes da exportação de energia eléctrica.
- c) Proveitos decorrentes da facturação da tarifa de Uso Global do Sistema aos clientes do SEP e aos clientes não vinculados, por nível de tensão.
- d) Proveitos decorrentes da facturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte aos clientes do SEP e aos clientes não vinculados, por nível de tensão.
- e) Custos com a aquisição de energia eléctrica à entidade concessionária da RNT.
- f) Custos com a aquisição de energia eléctrica às centrais do SENV ou de importação de energia eléctrica.
- g) Custos com a aquisição de serviços de gestão global do sistema à entidade concessionária da RNT.
- h) Custos com a aquisição do serviço de uso da rede de transporte à entidade concessionária da RNT.

- i) Outros custos relacionados com a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica

2 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até ao final do primeiro mês de cada período trimestral, informação relativa ao período trimestral anterior sobre:

- a) Quantidades mensais de energia eléctrica adquiridas à entidade concessionária da RNT repartidas por período tarifário.
- b) Quantidades mensais de energia eléctrica consumidas por nível de tensão e opção tarifária, pelos clientes do SEP.
- c) Proveitos mensais decorrentes da facturação da Tarifa de Energia e Potência aos clientes do SEP de acordo com as diferentes opções tarifárias.
- d) Custos mensais com a aquisição de energia eléctrica à entidade concessionária da RNT.

Secção IV
Informação periódica a fornecer à ERSE pela concessionária do
transporte e distribuição do SEPA

Artigo 130.º

Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição do
SEPA

1 - A concessionária do transporte e distribuição do SEPA deve apresentar 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, activos, passivos e capitais próprios associados às várias actividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, até 1 de Maio de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, verificados no ano anterior ($t-2$), 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.
- b) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso ($t-1$).
- c) Valores previsionais do balanço, da demonstração e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t).

3 - A pormenorização da informação referida no número anterior deve obedecer às normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

4 - 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 ($t-1$).

5 - Os investimentos referidos no n.º 2, para além dos valores em Euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

6 - A concessionária do transporte e distribuição do SEPA deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano anterior ($t-2$), ao ano em curso ($t-1$) e ao ano seguinte (t).

7 - O balanço de energia eléctrica verificado no ano anterior ($t-2$) referido no n.º 6 e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa por período tarifário, potência tomada, potência contratada, potência a facturar, potência em horas de ponta, energia reactiva recebida e fornecida, por nível de tensão:

- a) Aquisição de energia eléctrica a produtores vinculados.
- b) Aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados.
- c) Entregas de energia eléctrica aos clientes do SENVA.
- d) Entregas de energia eléctrica aos clientes do SEPA.

8 - As energias activa e reactiva referidas nas alíneas c) e d) do n.º 7 devem ser discriminadas por nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.

9 - As potências referidas nas alíneas c) e d) do n.º 7 devem ser discriminadas, por trimestre, em potência tomada, potência contratada, potência a facturar e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.

10 - Para os fornecimentos de energia eléctrica referidos nas alíneas c) e d) do n.º 7, deve ser enviado o número de clientes discriminado, para cada mês, por tipo de cliente, por nível de tensão, e no caso de clientes do SEPA, por opção tarifária e por escalão de potência na BTN.

11 - Para os fornecimentos de energia eléctrica estabelecidos na alínea d) do n.º 7, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 9 e dos consumos de energia eléctrica.

12 - No ano anterior ao início de um novo período de regulação em Portugal continental para além da informação referente ao ano seguinte (t) deverá ser enviada informação para cada um dos anos do novo período de regulação.

Artigo 131.º

Repartição de custos e proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição do SEPA, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia eléctrica a produtores vinculados, por central.
- b) Custos de aquisição de energia eléctrica a produtores não vinculados discriminados tendo em conta as regras de relacionamento comercial constantes no artigo 4.º do Decreto Legislativo regional n.º16/96/A, de 24 de Setembro, mencionando as quantidades adquiridas e respectivo preço de aquisição.
- c) Encargos com contratos de interruptibilidade.
- d) Outros custos associados à função de aquisição de energia eléctrica.
- e) Custos associados à gestão técnica global do sistema.

2 - Os custos referidos nas alíneas d) e e) do número anterior devem ser discriminados de forma a evidenciar as seguintes rubricas:

3 - Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.

4 - Outros custos do exercício afectos a cada função com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

5 - A concessionária do transporte e distribuição do SEPA 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.

6 - A concessionária do transporte e distribuição do SEPA, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos do SEPA e às entregas ao SENVA das tarifas à entrada da rede de distribuição em Portugal continental, no ano t: TEP, UGS e URT no âmbito dos fornecimentos a clientes do SEPA; e UGS e URT no âmbito das entregas a clientes do SENVA.
- b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA.
- c) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento a entidades do SENVA.

Artigo 132.º

Repartição de custos e proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição do SEPA, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, de modo a permitir evidenciar as funções de Redes e de Operação de Redes, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos associados às redes.
- b) Custos associados à operação de redes

2 - Os custos referidos no número anterior devem ser discriminados, por nível de tensão, de forma a evidenciar as seguintes rubricas:

- a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.
- b) Outros custos do exercício afectos a cada função com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

3 - A concessionária do transporte e distribuição do SEPA, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a) Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, por nível de tensão, por aplicação aos fornecimentos a clientes do SEPA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.
- b) Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, por nível de tensão, por aplicação às entregas a clientes do SENVA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.
- c) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA
- d) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado, por nível de tensão.

Artigo 133.º

Repartição de custos e proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA

1 - A concessionária do transporte e distribuição do SEPA, relativamente à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano os custos relativos à Comercialização.

2 - A concessionária do transporte e distribuição do SEPA, relativamente à função de Comercialização, deve apresentar para cada ano a seguinte informação:

- a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, afectos à função de Comercialização, desagregados da seguinte forma:
 - i) Custos comerciais relacionados com a aquisição de energia eléctrica.
 - ii) Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados.
 - iii) Custos de facturação e de cobrança.
 - iv) Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial.
- b) Custos de capital:
 - i) Amortizações, incluindo as amortizações do equipamento de medida, por tipo de cliente final.
 - ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa.
- c) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

3 - A concessionária do transporte e distribuição do SEPA, relativamente à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a) Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, por nível de tensão j , por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos a clientes do SEPA e a entregas a clientes do SENVA.
- b) Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, por nível de tensão j , por aplicação das tarifas de Comercialização no SEP aos fornecimentos a clientes do SEPA.
- c) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em $t-2$, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA
- d) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado, por nível de tensão ou tipo de cliente.

Secção V

Informação periódica a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM

Artigo 134.º

Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM deve apresentar 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, activos, passivos e capitais próprios associados às várias actividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

2 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, até 1 de Maio de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, verificados no ano anterior ($t-2$), 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.
- b) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso ($t-1$).
- c) Valores previsionais do balanço, da demonstração e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t).

3 - A pormenorização da informação referida no número anterior deve obedecer às normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

4 - 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 ($t-1$).

5 - Os investimentos referidos no n.º 2, para além dos valores em Euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

6 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano anterior ($t-2$), ao ano em curso ($t-1$) e ao ano seguinte (t).

7 - O balanço de energia eléctrica verificado no ano anterior ($t-2$) referido no n.º 6 e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa por período tarifário, potência tomada, potência contratada, potência a facturar, potência em horas de ponta, energia reactiva recebida e fornecida, por nível de tensão:

- a) Aquisição de energia eléctrica a produtores vinculados.
- b) Aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados e aos produtores em regime especial.
- c) Entregas de energia eléctrica aos clientes do SENVM.
- d) Entregas de energia eléctrica aos clientes do SEPM.

8 - As energias activa e reactiva referidas nas alíneas c) e d) do n.º 7 devem ser discriminadas por nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.

9 - As potências referidas nas alíneas c) e d) do n.º 7 devem ser discriminadas, por trimestre, em potência tomada, potência contratada, potência a facturar e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.

10 - Para os fornecimentos de energia eléctrica referidos nas alíneas c) e d) do n.º 7, deve ser enviado o número de clientes discriminado, para cada mês, por tipo de cliente, por nível de tensão, e no caso de clientes do SEPM, por opção tarifária e por escalão de potência na BTN.

11 - Para os fornecimentos de energia eléctrica estabelecidos na alínea d) do n.º 7, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 9 e dos consumos de energia eléctrica.

12 - No ano anterior ao início de um novo período de regulação em Portugal para além da informação referente ao ano seguinte (t) deverá ser enviada informação para cada um dos anos do novo período de regulação.

Artigo 135.º

Repartição de custos e proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos mensais, fixos e variáveis, de aquisição de energia eléctrica a produtores vinculados, por central.
- b) Custos de aquisição de energia eléctrica a produtores não vinculados e a produtores em regime especial discriminados por tipo de centrais mencionando as quantidades adquiridas e respectivo preço de aquisição.
- c) Encargos com contratos de interruptibilidade.
- d) Outros custos associados à função de aquisição de energia.
- e) Custos associados à gestão técnica global do sistema.

2 - Os custos referidos nas alíneas d) e e) 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 afectos a cada função com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

3 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM 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 do SEPM, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos do SEPM e às entregas ao SENVM das tarifas à entrada da rede de distribuição em Portugal continental, no ano t: TEP, UGS e URT no âmbito dos fornecimentos a clientes do SEPM; e UGS e URT no âmbito das entregas a clientes do SENVM.
- b) Proveitos decorrentes da aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais.
- c) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento a entidades do SENVM.

Artigo 136.º

Repartição de custos e proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, de modo a permitir evidenciar as funções de Redes e de Operação de Redes, deve apresentar para cada ano a seguinte repartição de custos:

- a) Custos associados às redes.
- b) Custos associados à operação de redes

2 - Os custos referidos no número anterior devem ser discriminados, por nível de tensão, de forma a evidenciar as seguintes rubricas:

- a) Amortizações relativas ao imobilizado aceite para regulação.
- b) Outros custos do exercício afectos a cada função com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

3 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, relativamente à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a) Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, por nível de tensão, por aplicação aos fornecimentos a clientes do SEPM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.
- b) Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuição do SEPM, por nível de tensão, por aplicação às entregas a clientes do SENVM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.
- c) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em t-2, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAM
- d) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado, por nível de tensão.

Artigo 137.º

Repartição de custos e proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAM

1 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, relativamente à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano os custos relativos à Comercialização.

2 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, relativamente à função de Comercialização de Redes, deve apresentar para cada ano a seguinte informação:

- a) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final, afectos à função de Comercialização, desagregados da seguinte forma:
 - i) Custos comerciais relacionados com a aquisição de energia eléctrica.
 - ii) Custos de contratação, de leitura, de tratamento e de disponibilização de dados.
 - iii) Custos de facturação e de cobrança.
 - iv) Custos relacionados com a assistência comercial, nomeadamente, o atendimento telefónico e presencial.
- b) Custos de capital:
 - i) Amortizações, incluindo as amortizações do equipamento de medida, por tipo de cliente final.
 - ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa.
- c) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

3 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, relativamente à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, deve apresentar para cada ano informação complementar, designadamente:

- a) Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, por nível de tensão j , por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos a clientes do SEPM e a entregas a clientes do SENVM.
- b) Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, por nível de tensão j , por aplicação das tarifas de Comercialização no SEP aos fornecimentos a clientes do SEPM.
- c) Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em $t-2$, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAM.

- d) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado compartilhado, por nível de tensão ou tipo de cliente.

Secção VI

Fixação das Tarifas

Artigo 138.º

Balanço de energia eléctrica

1 - Os balanços previsionais de energia eléctrica, apresentados de acordo com o previsto nos artigos anteriores, são sujeitos à apreciação da ERSE.

2 - Havendo motivos suficientes para alterar as previsões de consumos de energia eléctrica, a entidade concessionária da RNT, os distribuidores vinculados, a concessionária do transporte e distribuição do SEPA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM podem apresentar, até 15 de Setembro, propostas de ajustamento aos balanços de energia eléctrica globais previstos no número anterior, devidamente justificadas.

Artigo 139.º

Activos fixos a remunerar da entidade concessionária da RNT

A ERSE, com vista à definição dos activos fixos a remunerar, nos termos do estabelecido na Secção I do Capítulo IV, procede a uma análise da informação recebida da entidade concessionária da RNT, 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 140.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 do Artigo 121.º e tendo em atenção o referido no n.º 1 do Artigo 138.º.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

3 - Havendo motivos para alterar as previsões enviadas, a entidade concessionária da RNT pode apresentar, até 15 de Setembro, propostas de ajustamento aos valores estabelecidos no número anterior, devidamente justificadas.

Artigo 141.º

Custos e proveitos dos distribuidores vinculados

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida dos distribuidores vinculados, nos termos do Artigo 125.º.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

3 - Havendo motivos suficientes para alterar as previsões de custos, os distribuidores vinculados podem apresentar, até 15 de Setembro, propostas de ajustamento aos valores estabelecidos no número anterior, devidamente justificadas.

Artigo 142.º

Custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuição do SEPA

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 do SEPA, nos termos do Artigo 125.º.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

3 - Havendo motivos suficientes para alterar as previsões de custos, a concessionária do transporte e distribuição do SEPA pode apresentar, até 15 de Setembro, propostas de ajustamento aos valores estabelecidos no número anterior, devidamente justificadas.

Artigo 143.º

Custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM

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 do SEPM, nos termos do Artigo 125.º.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

3 - Havendo motivos suficientes para alterar as previsões de custos, a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM pode apresentar, até 15 de Setembro, propostas de ajustamento aos valores estabelecidos no número anterior, devidamente justificadas.

Artigo 144.º

Fixação das tarifas

1 - A ERSE estabelece o valor dos proveitos permitidos para cada uma das actividades da entidade concessionária da RNT, dos distribuidores vinculados, da concessionária do transporte e distribuição do SEPA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, 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 Direcção-Geral do Comércio e da Concorrência (DGCC), nos termos do estabelecido no n.º 3 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro e aos serviços competentes das Regiões Autónomas nos termos estabelecidos no n.º 3 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março.

4 - A ERSE envia a proposta ao Conselho Tarifário, para efeitos de emissão do parecer previsto no n.º 1 do artigo 48.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

5 - A proposta referida no n.º 2 é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados, bem como à concessionária do transporte e distribuição do SEPA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

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 DGCC e dos serviços competentes das Regiões Autónomas 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.

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.

10 - A ERSE procede também à divulgação das tarifas e preços através de brochuras, como indicado no n.º 3 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, com a nova redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro.

11 - A ERSE estabelece os valores dos ajustes trimestrais dos preços da energia activa da tarifa de Energia e Potência aplicável aos fornecimentos a clientes em MAT, AT e MT e das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT do SEP, do SEPA e do SEPM, e procede à sua divulgação até ao dia 15 do último mês do trimestre, e à sua publicação no Diário da República, II Série, bem como nos jornais oficiais das Regiões Autónomas.

Artigo 145.º

Tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação em Portugal Continental

1 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 149.º, define os activos da entidade concessionária da RNT a remunerar e os custos relevantes para regulação para o primeiro ano do novo período de regulação.

2 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 149.º, define os custos e proveitos dos distribuidores vinculados relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

3 - Havendo motivos suficientes para alterar as previsões dos consumos de energia eléctrica, a entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados podem apresentar propostas de ajustamento aos balanços de energia eléctrica globais, estabelecidos nos termos do Artigo 148.º, para o ano em curso ($t-1$) e para o primeiro ano do novo período de regulação (t), até 1 de Setembro, devidamente justificadas.

4 - Havendo motivos para alterar as previsões de custos, a entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados podem apresentar propostas de ajustamento aos custos e proveitos relevantes para regulação, relativamente ao ano em curso ($t-1$) e ao primeiro ano do novo período de regulação (t), até 1 de Setembro, devidamente justificadas.

5 - A apreciação dos ajustamentos apresentados nos termos do n.º 4 conduz a uma definição dos valores a adoptar na fixação das tarifas do primeiro ano do novo período de regulação (t) até 15 de Outubro.

6 - O disposto no artigo anterior é aplicável à fixação das tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação.

7 - Havendo motivos suficientes, a ERSE pode alterar as datas previstas neste artigo, sem prejuízo das datas estabelecidas no Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho.

Secção VII

Fixação excepcional das tarifas

Artigo 146.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, pelos distribuidores vinculados, pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM 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 II, na Secção III e na Secção VI 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 excepcional das tarifas à DGCC, aos serviços competentes das Regiões Autónomas, ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RNT, aos distribuidores vinculados, à concessionária do transporte e distribuição do SEPA, à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM e às associações de consumidores.

Artigo 147.º

Fixação das tarifas

1 - A ERSE solicita à entidade concessionária da RNT, aos distribuidores vinculados, à concessionária do transporte e distribuição do SEPA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM 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 DGCC a proposta de novas tarifas referida no número anterior, nos termos do estabelecido no n.º 3 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, com a

redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro e aos serviços competentes das Regiões Autónomas nos termos estabelecidos no n.º 3 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março.

4 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário a proposta de novas tarifas referida no n.º 2, para emissão do parecer previsto no n.º 1 do Artigo 48.º dos Estatutos da ERSE anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril.

5 - A proposta referida no n.º 2 é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados, bem como à concessionária do transporte e distribuição do SEPA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

6 - O Conselho Tarifário emite o parecer sobre a proposta tarifária no prazo máximo de 30 dias contínuos após recepção da proposta.

7 - A ERSE, tendo em atenção os eventuais comentários e sugestões da DGCC e dos serviços competentes das Regiões Autónomas 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.

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 VIII

Fixação dos parâmetros para novo período de regulação em Portugal Continental

Artigo 148.º

Balanço de energia eléctrica

- 1 - A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados, devem enviar à ERSE balanços de energia eléctrica, até 1 de Março do ano anterior ao início de um novo período de regulação.
- 2 - Os balanços de energia eléctrica referidos no número anterior devem cobrir o ano anterior ($t-2$), o ano em curso ($t-1$) e cada um dos anos do período de regulação.
- 3 - Os balanços de energia eléctrica apresentados por cada entidade devem referir-se apenas às actividades desenvolvidas pela respectiva entidade e devem conter toda a informação necessária para a aplicação do presente Regulamento.
- 4 - Os balanços previsionais de energia eléctrica, apresentados de acordo com o previsto nos artigos anteriores, são sujeitos à apreciação da ERSE.
- 5 - A apreciação prevista no número anterior deve permitir a elaboração de balanços de energia eléctrica globais, até 15 de Abril.

Artigo 149.º

Informação económico-financeira

- 1 - A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados enviam à ERSE, até 1 de Maio do ano anterior ao início de um novo período de regulação, a seguinte informação:
 - a) O balanço, a demonstração de resultados, a demonstração de fluxos de caixa e os investimentos, por actividade, verificados no ano anterior ($t-2$).
 - b) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso ($t-1$).
 - c) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e dos investimentos, por actividade, para cada um dos anos do novo período de regulação.
- 2 - A informação prevista no número anterior é elaborada tendo em conta os balanços de energia eléctrica globais e coerentes referidos no n.º 5 do artigo anterior.

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 no n.º 1, 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.

Artigo 150.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 120.º.

2 - A ERSE envia à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados, os valores dos parâmetros estabelecidos, até 1 de Outubro.

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 IX

Revisão excepcional dos parâmetros de um período de regulação em Portugal Continental

Artigo 151.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 por qualquer dos distribuidores vinculados, ou pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, ou pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

2 - A ERSE dá conhecimento da sua intenção de iniciar uma revisão excepcional dos parâmetros ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RNT, aos distribuidores vinculados, à concessionária do transporte e distribuição do SEPA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, 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, os distribuidores vinculados, a concessionária do transporte e distribuição do SEPA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM 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, aos distribuidores vinculados, à concessionária do transporte e distribuição do SEPA, à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM e às associações de consumidores com representatividade genérica dos termos da Lei n.º 24/96, de 31 de Julho.

Artigo 152.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, aos distribuidores vinculados, à concessionária do transporte e distribuição do SEPA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

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, aos distribuidores vinculados, à concessionária do transporte e distribuição do SEPA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

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, aos distribuidores vinculados, aos distribuidores vinculados, à concessionária do transporte e distribuição do SEPA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM 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, aos distribuidores vinculados, à concessionária do transporte e distribuição do SEPA e à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM. 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 X
**Procedimentos decorrentes de alteração nas licenças de distribuição
vinculada do SEP**

Artigo 153.º

Início do processo

1 - O disposto na presente Secção aplica-se quando ocorrer uma das seguintes situações:

- a) A distribuição de energia eléctrica em BT num dado concelho deixar de ser efectuada pelo distribuidor vinculado em MT e AT, levando à emissão de uma licença de distribuição vinculada em BT.
- b) A distribuição de energia eléctrica em BT num dado concelho deixar de ser efectuada pelo distribuidor vinculado em BT, passando a ser efectuada pelo distribuidor vinculado em MT e AT.

2 - O distribuidor vinculado em MT e AT 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 e os distribuidores vinculados.

Artigo 154.º

Definição da solução a adoptar

1 - A ERSE analisa o impacte da alteração de licenças 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, nos termos do n.º 3 do Artigo 17.º.
- b) Revisão do Regulamento Tarifário no sentido de introduzir um mecanismo de compensação entre distribuidores vinculados 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 155.º

Medidas sem alteração do Regulamento Tarifário

- 1 - No caso de optar pela definição de uma tarifa específica, referida no n.º 4 do Artigo 17.º, a ERSE procede à definição da respectiva tarifa, solicitando a informação que considerar necessária.
- 2 - A ERSE dá conhecimento da tarifa estabelecida aos distribuidores vinculados 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 XI

Documentos complementares ao Regulamento Tarifário

Artigo 156.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.
- b) Parâmetros estabelecidos para cada período de regulação.
- c) Normas e metodologias complementares.

Artigo 157.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 respectiva publicação.

2 - A ERSE dá também conhecimento às entidades afectadas, solicitando a sua colaboração.

3 - Os documentos referidos no número anterior são tornados públicos.

Capítulo VII

Garantias administrativas e reclamações

Secção I

Garantias administrativas

Artigo 158.º

Admissibilidade de petições, queixas ou reclamações

1 - As entidades interessadas podem apresentar quaisquer petições, queixas ou reclamações contra acções ou omissões da entidade concessionária da RNT, dos distribuidores vinculados, da concessionária do transporte e distribuição do SEPA, da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, no âmbito do exercício das respectivas funções, junto da ERSE, sempre que tais comportamentos estejam directamente relacionados com disposições do presente Regulamento e não revistam natureza contratual.

2 - Para efeitos do número anterior, consideram-se disposições que não revestem natureza contratual as que estão relacionadas com o cumprimento dos deveres decorrentes da aplicação dos princípios gerais estabelecidos no presente Regulamento.

Artigo 159.º

Forma e formalidades da apresentação

As petições, queixas ou reclamações, previstas no n.º 1 do 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 160.º

Instrução

1 - A instrução e decisão sobre as petições, queixas ou reclamações apresentadas cabe aos órgãos competentes da ERSE, aplicando-se as disposições do Código do Procedimento Administrativo.

2 - Os interessados têm o dever de colaborar com a ERSE, facultando-lhe todas as informações e elementos de prova que tenham na sua posse relacionados com os factos a ela sujeitos, bem como o de proceder à realização das diligências necessárias para o apuramento da verdade que não possam ou não tenham de ser feitas por outras entidades.

Artigo 161.º

Decisões da ERSE

1 - Os actos da ERSE que decidam sobre qualquer petição, queixa ou reclamação apresentadas são obrigatórios para a entidade concessionária da RNT, para os distribuidores vinculados, para a concessionária do transporte e distribuição do SEPA e para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, logo que devidamente notificados.

2 - As decisões da ERSE previstas no número anterior não prejudicam o recurso pelos interessados aos tribunais ou à arbitragem voluntária prevista neste Capítulo, para efeitos de indemnização dos danos causados.

Artigo 162.º

Impugnação das decisões da ERSE

1 - Sem prejuízo do disposto nos números seguintes, as decisões e deliberações da ERSE podem ser impugnadas junto dos tribunais administrativos competentes.

2 - Das decisões e deliberações de órgãos da ERSE, pode reclamar-se, nos termos previstos no Código do Procedimento Administrativo.

3 - As reclamações são dirigidas ao Conselho de Administração da ERSE.

4 - As reclamações devem ser fundamentadas e, sempre que possível, acompanhadas da indicação dos meios de prova adequados.

Capítulo VIII

Disposições finais

Artigo 163.º

Pareceres interpretativos da ERSE

- 1 - As entidades do SEP, do SEPA e do SEPM 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 reclamações.
- 4 - O disposto no número anterior não prejudica a prestação de informações às entidades interessadas designadamente aos clientes finais.

Artigo 164.º

Norma remissiva

Aos procedimentos administrativos previstos neste Regulamento e não especificamente regulados aplicam-se as disposições do Código de Procedimento Administrativo.

Artigo 165.º

Fiscalização e aplicação do Regulamento

- 1 - A fiscalização e aplicação do cumprimento do disposto no presente Regulamento é da competência da ERSE.
- 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.

Artigo 166.º

Entrada em vigor

- 1 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, o presente Regulamento entra em vigor no dia seguinte ao da data da sua publicação no Diário da República, II Série e nos jornais oficiais das Regiões Autónomas.

2 - Enquanto não forem publicadas as primeiras tarifas ao abrigo do presente Regulamento, mantêm-se as tarifas em vigor à data da sua publicação.

ANEXO - Disposições transitórias

Artigo 1.º

Opções tarifárias transitórias na Região Autónoma dos Açores

1 - Em 2003 e 2004, continuam a vigorar transitoriamente na Região Autónoma dos Açores as opções tarifárias dependentes do uso indicadas no Quadro 1.

2 - Em BT a Tarifas Outros Consumidores é aplicável a consumidores que não sejam organismos e que não estejam incluídos nas actividades das secções A (grupos 011, 012, e 013), C e D da Classificação das Actividades Económicas, revisão 2.

3 - Em MT a Tarifas Outros Consumidores é aplicável a consumidores que não sejam organismos e que não estejam incluídos nas actividades das secções E (grupo 410) e H (grupo 551) da Classificação das Actividades Económicas, revisão 2.

QUADRO 1

OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO SEPA

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão	Tarifa Simples (organismos)	3,3 a 16,5 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa bi-horária (organismos)	3,3 a 16,5 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Organismos	19,8 kVA a 39,6 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa Organismos	> 19,8 kW	X	-	3	x	x
	Tarifa Outros consumidores	19,8 kVA a 39,6 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa Outros consumidores	> 19,8 kW	X	-	3	x	x
Média Tensão	Tarifa Organismos	-	X	x	3	x	x
	Tarifa Outros consumidores	-	X	x	3	x	x

Notas:

- (1) – x Existência de um preço de potência a facturar
a Existência de um preço de potência contratada
- (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) – - Não facturação
x Existência de preço correspondente

Artigo 2.º

Opções tarifárias transitórias na Região Autónoma da Madeira

1 - Em 2003 e 2004, continuam a vigorar transitoriamente na Região Autónoma da Madeira as opções tarifárias dependentes do uso indicadas no Quadro 2 .

2 - As tarifas simples (não domésticos) e bi-horária (não domésticos) são aplicáveis na facturação de consumidores não domésticos.

3 - Para efeitos do número 2, entendem-se por consumos domésticos:

- a) Os relativos a casas de habitação, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional.
- b) Os consumos em arrecadações ou garagens de uso particular, localizadas em anexos ou dependências de casas de habitação, ainda que medidos por contador próprio.
- c) Os consumos de pequenas bombas de água.
- d) São equiparados a consumos domésticos:
 - i) Os efectuados por pessoas colectivas reconhecidas de utilidade pública, nos termos do Decreto-Lei n.º 460/77, de 7 de Novembro.
 - ii) Os efectuados para a iluminação de escadas e patamares de prédios colectivos, bem como para outros usos comuns.

4 - Entende-se por consumidores especiais os consumidores agrícolas (código 0 da Classificação das Actividades Económicas, revisão 2), industriais (código 1, 2, 3 da Classificação das Actividades Económicas), produtores e distribuidores de electricidade, gás e água (Secção E do código 4 da Classificação das Actividades Económicas), Instituto de Gestão de Águas e instalações de empresas situadas em parques industriais.

QUADRO 2
OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO SEPM

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão consumidores não domésticos	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
Baixa Tensão consumidores especiais	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	-	2	-	-
	Tarifa Simples	27,6 a 62,1 kVA	a	-	1	-	-
	Tarifa de Médias Utilizações	27,6 a 62,1 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa de Longas Utilizações	27,6 a 62,1 kVA	a	-	3	-	-
	Tarifa de Médias Utilizações	> 62,1 kW	x	-	3	x	x
Média Tensão consumidores especiais	Tarifa de Longas Utilizações	> 62,1 kW	x	-	3	x	x
	Tarifa de Curtas Utilizações 6,6 kV	-	x	x	3	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações 6,6 kV	-	x	x	3	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações 6,6 kV	-	x	x	3	x	x
	Tarifa de Curtas Utilizações 30 kV	-	x	x	3	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações 30 kV	-	x	x	3	x	x
Alta Tensão consumidores especiais	Tarifa de Longas Utilizações 30 kV	-	x	x	3	x	x
	Tarifa de Curtas Utilizações	≥ 6 MW	x	x	3	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações	≥ 6 MW	x	x	3	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações	≥ 6 MW	x	x	3	x	x

Notas:

- (1) – x Existência de um preço de potência a facturar
a Existência de um preço de potência contratada
- (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) – - Não facturação
x Existência de preço correspondente