

## ANEXO I

### Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
*e-mail*: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## Índice

<b>Capítulo I Disposições e princípios gerais .....</b>	<b>1</b>
Artigo 1.º Objecto.....	1
Artigo 2.º Âmbito .....	1
Artigo 3.º Siglas e definições .....	2
Artigo 4.º Prazos .....	4
Artigo 5.º Princípios gerais .....	4
<b>Capítulo II Actividades e contas das empresas reguladas.....</b>	<b>7</b>
Secção I Definição das actividades e contas 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 Contas reguladas.....	8
Secção II Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT.....	9
Artigo 9.º Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT .....	9
Artigo 10.º Repartição de custos e proveitos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica .....	10
Artigo 11.º Repartição de custos e proveitos na actividade de Gestão Global do Sistema .....	11
Artigo 12.º Repartição de custos e proveitos na actividade de Transporte de Energia Eléctrica .....	12
Secção III Informação a fornecer à ERSE pelos distribuidores vinculados.....	13
Artigo 13.º Informação a fornecer à ERSE pelos distribuidores vinculados .....	13
Artigo 14.º Repartição de custos e proveitos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica .....	14
Artigo 15.º Repartição de custos e proveitos na actividade de Comercialização de Redes.....	15
Artigo 16.º Repartição de custos e proveitos na actividade de Comercialização no SEP ..	16
Artigo 17.º Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda de Energia.....	17

<b>Capítulo III Tarifas reguladas.....</b>	<b>19</b>
Secção I Disposições gerais .....	19
Artigo 18.º Definição das Tarifas .....	19
Artigo 19.º Fixação das tarifas.....	20
Secção II Estrutura do tarifário .....	20
Artigo 20.º Tarifas e proveitos .....	20
Artigo 21.º Tarifas a aplicar aos clientes finais do SEP .....	23
Artigo 22.º Tarifas a aplicar aos clientes não vinculados .....	25
Artigo 23.º Fornecimentos da entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT .....	26
Artigo 24.º Fornecimentos do distribuidor vinculado em MT e AT aos distribuidores vinculados em BT .....	26
Artigo 25.º Parcela livre do distribuidor vinculado em MT e AT .....	27
Artigo 26.º Estrutura geral das tarifas.....	27
Artigo 27.º Potências e energias activa e reactiva a facturar.....	30
Secção III Tarifas de Venda a Clientes Finais .....	30
Artigo 28.º Objecto da Tarifa .....	30
Artigo 29.º Âmbito.....	30
Artigo 30.º Estrutura geral .....	30
Artigo 31.º Opções tarifárias.....	31
Artigo 32.º Estrutura geral das opções tarifárias de MAT, AT, MT e BTE .....	33
Artigo 33.º Estrutura geral das opções tarifárias de BTN.....	34
Artigo 34.º Períodos tarifários.....	35
Secção IV Tarifa de Energia e Potência .....	37
Artigo 35.º Objecto.....	37
Artigo 36.º Âmbito .....	37
Artigo 37.º Estrutura geral .....	37
Artigo 38.º Conversão da tarifa de Energia e Potência para os vários níveis de tensão....	38
Artigo 39.º Períodos tarifários.....	39
Artigo 40.º Potência tomada e energia activa a facturar .....	40
Secção V Tarifas de Uso Global do Sistema .....	40
Artigo 41.º Objecto.....	40
Artigo 42.º Estrutura geral .....	40

Artigo 43.º Conversão da tarifa de Uso Global do Sistema para os vários níveis de tensão .....	40
Artigo 44.º Períodos tarifários aplicáveis pela entidade concessionária da RNT .....	42
Artigo 45.º Períodos tarifários aplicáveis pelos Distribuidores Vinculados .....	43
Artigo 46.º Energia activa a facturar .....	43
<b>Secção VI Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....</b>	<b>43</b>
Artigo 47.º Objecto da tarifa.....	43
Artigo 48.º Estrutura geral .....	43
Artigo 49.º Conversão das tarifas de Uso da Rede de Transporte por nível de tensão .....	44
Artigo 50.º Períodos tarifários aplicáveis pela entidade concessionária da RNT .....	45
Artigo 51.º Períodos tarifários aplicáveis pelos distribuidores vinculados .....	46
Artigo 52.º Potência tomada e energia reactiva a facturar .....	46
<b>Secção VII Tarifas de Uso da Rede de Distribuição .....</b>	<b>46</b>
Artigo 53.º Objecto.....	46
Artigo 54.º Estrutura geral .....	46
Artigo 55.º Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT .....	47
Artigo 56.º Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT para os níveis de tensão de MT e BT .....	47
Artigo 57.º Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT .....	49
Artigo 58.º Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT para BT .....	49
Artigo 59.º Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT .....	50
Artigo 60.º Períodos tarifários.....	51
Artigo 61.º Potência tomada, potência contratada e energia reactiva a facturar .....	51
<b>Secção VIII Tarifas de Comercialização de Redes .....</b>	<b>52</b>
Artigo 62.º Objecto.....	52
Artigo 63.º Estrutura geral .....	52
<b>Secção IX Tarifas de Comercialização no SEP .....</b>	<b>52</b>
Artigo 64.º Objecto.....	52
Artigo 65.º Estrutura geral .....	53
<b>Capítulo IV Proveitos das actividades reguladas.....</b>	<b>55</b>
<b>Secção I Proveitos da entidade concessionária da RNT .....</b>	<b>55</b>
Artigo 66.º Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica .....	55

Artigo 67.º Proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema .....	60
Artigo 68.º Proveitos da actividade de Transporte de Energia Eléctrica.....	62
Artigo 69.º Encargos mensais da actividade de aquisição de energia eléctrica .....	65
<b>Secção II Proveitos do Distribuidor Vinculado .....</b>	<b>68</b>
Artigo 70.º Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica .....	68
Artigo 71.º Proveitos da actividade de Comercialização de Redes .....	73
Artigo 72.º Proveitos da actividade de Comercialização no SEP.....	74
Artigo 73.º Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos clientes finais .....	76
Artigo 74.º Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema aos clientes finais .....	78
Artigo 75.º Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte aos clientes finais.....	79
<b>Secção III Mecanismo de limitação dos acréscimos em BT .....</b>	<b>79</b>
Artigo 76.º Limitação dos acréscimos em BT.....	79
Artigo 77.º Mecanismo de limitação .....	80
Artigo 78.º Regime excepcional.....	83
<b>Capítulo V Processo de cálculo das tarifas reguladas .....</b>	<b>85</b>
<b>Secção I Metodologia de cálculo da Tarifa de Energia e Potência .....</b>	<b>85</b>
Artigo 79.º Afectação dos proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Energia e Potência .....	85
Artigo 80.º Metodologia de cálculo da tarifa de Energia e Potência a aplicar aos fornecimentos de BT .....	87
Artigo 81.º Metodologia de cálculo da tarifa de Energia e Potência a aplicar aos fornecimentos de MAT, AT e MT.....	89
Artigo 82.º Estrutura dos custos marginais de energia .....	90
Artigo 83.º Regras de conversão da tarifa de Energia e Potência.....	93
<b>Secção II Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema.....</b>	<b>93</b>
Artigo 84.º Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT.....	93
Artigo 85.º Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes finais do SEP e aos clientes não vinculados .	94
Artigo 86.º Regras de conversão da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar a clientes finais.....	96

Secção III Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	96
Artigo 87.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 .....	96
Artigo 88.º Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes finais.....	98
Artigo 89.º Regras de conversão da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar a clientes finais.....	99
Secção IV Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.....	100
Artigo 90.º Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição .....	100
Artigo 91.º Regras de conversão das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e em MT a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes finais .....	103
Secção V Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização de Redes.....	104
Artigo 92.º Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização de Redes a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes finais .....	104
Secção VI Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização no SEP.....	105
Artigo 93.º Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização no SEP a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes finais do SEP.....	105
Secção VII Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais.....	106
Artigo 94.º Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes finais do SEP .....	106
Artigo 95.º Mecanismo de convergência para tarifas aditivas.....	110
Artigo 96.º Mecanismo de extinção dos descontos.....	113
<b>Capítulo VI Procedimentos .....</b>	<b>115</b>
Secção I Disposições gerais .....	115
Artigo 97.º Frequência de fixação das tarifas.....	115
Artigo 98.º Período de regulação.....	115
Secção II Fixação das tarifas .....	116
Artigo 99.º Informação a fornecer pela entidade concessionária da RNT .....	116
Artigo 100.º Informação a fornecer pelos distribuidores vinculados .....	117
Artigo 101.º Balanço de energia eléctrica .....	118
Artigo 102.º Custos marginais por actividade.....	119
Artigo 103.º Activos da entidade concessionária da RNT a remunerar .....	119

Artigo 104.º Custos e proveitos da entidade concessionária da RNT.....	119
Artigo 105.º Custos e proveitos dos distribuidores vinculados.....	120
Artigo 106.º Fixação das tarifas.....	120
<b>Secção III Fixação excepcional das tarifas .....</b>	<b>121</b>
Artigo 107.º Início do processo.....	121
Artigo 108.º Fixação das tarifas.....	122
<b>Secção IV Fixação dos parâmetros para novo período de regulação .....</b>	<b>122</b>
Artigo 109.º Balanço de energia eléctrica .....	122
Artigo 110.º Informação económico-financeira.....	123
Artigo 111.º Fixação dos valores dos parâmetros.....	124
Artigo 112.º Tarifas para o primeiro ano do novo período .....	124
<b>Secção V Revisão excepcional dos parâmetros de um período de regulação .....</b>	<b>125</b>
Artigo 113.º Início do processo.....	125
Artigo 114.º Fixação dos novos valores dos parâmetros .....	125
<b>Secção VI Procedimentos decorrentes de alteração nas licenças de distribuição</b>	
vinculada.....	126
Artigo 115.º Início do processo.....	126
Artigo 116.º Definição da solução a adoptar .....	127
Artigo 117.º Medidas sem alteração do Regulamento Tarifário.....	127
Artigo 118.º Medidas com alterações do Regulamento Tarifário .....	128
<b>Secção VII Documentos complementares ao Regulamento Tarifário.....</b>	<b>128</b>
Artigo 119.º Documentos.....	128
Artigo 120.º Elaboração e divulgação .....	128
<b>Capítulo VII Garantias administrativas e reclamações .....</b>	<b>129</b>
<b>Secção I Garantias administrativas.....</b>	<b>129</b>
Artigo 121.º Admissibilidade de petições, queixas e reclamações .....	129
Artigo 122.º Forma e formalidades da apresentação.....	129
Artigo 123.º Instrução .....	129
Artigo 124.º Decisões da ERSE .....	130
Artigo 125.º Impugnação das decisões da ERSE .....	130
<b>Secção II Reclamações.....</b>	<b>130</b>
Artigo 126.º Apresentação de reclamações .....	130



Artigo 127.º Tratamento das reclamações .....	131
<b>Capítulo VIII Disposições finais .....</b>	<b>133</b>
Artigo 128.º Reclamação dos actos da ERSE.....	133
Artigo 129.º Pareceres interpretativos da ERSE .....	133
Artigo 130.º Aplicação do regulamento no tempo .....	133
Artigo 131.º Norma remissiva .....	133
Artigo 132.º Fiscalização e aplicação do regulamento.....	134
Artigo 133.º Entrada em vigor.....	134

## **Capítulo I**

### **Disposições e princípios gerais**

#### **Artigo 1.º**

##### **Objecto**

O presente regulamento, editado ao abrigo 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, estabelece as disposições aplicáveis aos critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços de energia eléctrica e outros serviços 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, bem como às obrigações das entidades do SEP, nomeadamente em matéria de prestação de informação.

#### **Artigo 2.º**

##### **Âmbito**

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

- a) Fornecimentos da entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado em MT e AT;
- b) Fornecimentos do distribuidor vinculado em MT e AT aos distribuidores vinculados em BT;
- c) Fornecimentos dos distribuidores vinculados aos clientes finais;
- d) Utilização das redes da entidade concessionária da RNT;
- e) Utilização das redes do distribuidor vinculado em MT e AT;
- f) Utilização das redes dos distribuidores vinculados em BT.

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) Os clientes finais do SEP;

- e) Os produtores e clientes não vinculados ligados às redes do SEP;
- f) Os cogeneradores que utilizam as redes do SEP e as entidades que sejam por eles abastecidas, no âmbito 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 do Sector Eléctrico;
- 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) RNT – Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica;
- l) SEI – Sistema Eléctrico Independente;
- m) SENV – Sistema Eléctrico Não Vinculado;
- n) SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público.

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

- a) Acordo de Acesso às Redes e ao Sistema de Ofertas – acordo entre a entidade concessionária da RNT ou os distribuidores vinculados em MT e AT e os candidatos a utilizadores das redes que tem por objecto as condições técnicas e comerciais necessárias ao uso das redes do SEP e à participação no Sistema de Ofertas, 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) Consumos sazonais – consumos referentes a actividades económicas que normalmente só ocorrem em dado período do ano, excluindo-se, nomeadamente, consumos referentes a casas de habitação;
- e) Contrato de Garantia de Abastecimento - contrato celebrado entre a entidade concessionária da RNT e uma entidade que actua no âmbito do SENV, mediante o qual a primeira se compromete a garantir um determinado abastecimento de energia eléctrica, sob determinadas condições;
- f) Distribuidor vinculado – entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica;
- g) Entrega de energia eléctrica – alimentação física de energia eléctrica;
- h) Fornecimento de energia eléctrica – venda de energia eléctrica;
- i) Interligação – ligação por uma ou várias linhas, entre duas ou mais redes designadamente para trocas inter-regionais ou internacionais de energia eléctrica;
- j) 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;
- k) 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;
- l) Produtor em regime especial – produtor do SEI 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;
- m) Produtor não vinculado – entidade titular de uma licença não vinculada de produção de energia eléctrica;
- n) Produtor vinculado - entidade titular de uma licença vinculada de produção de energia eléctrica;
- o) Recepção de energia eléctrica – entrada física de energia eléctrica;
- p) Serviços de Sistema – serviços necessários para a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço;
- q) 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 finais do SEP, sem prejuízo das excepções referidas nos Decretos-Lei n.ºs 182/95 e 184/95, de 27 de Julho;
- c) Criação de incentivos à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados para permitir o desempenho das suas actividades de uma maneira 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) Protecção dos clientes face à evolução das tarifas, assegurando simultaneamente o equilíbrio financeiro à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados, em condições de gestão eficiente;
- e) Limitação de eventuais aumentos de preços em BT à taxa de inflação;
- f) 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;
- g) 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;
- 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**

#### **Secção I**

##### **Definição das actividades e contas 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 rede de MAT e de interligação, coincidindo com a função de Transporte de Energia Eléctrica.

###### **Artigo 7.º**

###### **Definição das actividades dos distribuidores vinculados**

1 - 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.



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.

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.

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.

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

## Artigo 8.º

### Contas reguladas

1 - A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados 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 aos anos seguintes.

5 - As contas reguladas enviadas anualmente à ERSE, de acordo com os procedimentos estabelecidos 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.

## Secção II

### Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT

#### Artigo 9.º

##### Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT

1 - A entidade concessionária da RNT deve fornecer à ERSE as contas reguladas elaboradas de acordo com o presente regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar, de forma clara, os custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios associados às várias actividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente regulamento.

2 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE, no prazo de quatro meses a contar do final do ano contabilístico, as contas reguladas contendo a seguinte informação:

- a) Balanços e demonstrações de resultados regulados anuais e demonstração de fluxos de caixa regulados, por actividade;
- b) Informação pormenorizada dos elementos referidos na alínea anterior, com o detalhe estabelecido nas normas e metodologias complementares e nas regras de repartição de custos e proveitos e de afectação de activos, passivos e capitais próprios;
- c) 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 eventuais normas e metodologias complementares.

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 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE uma desagregação da informação relativa à actividade de Gestão Global do Sistema, que permita evidenciar as funções de Gestor de Ofertas e de Gestor de Sistema.

5 - 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.

6 - Até ao dia 1 de Maio de cada ano, a entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE um relatório de execução do plano previsto no número anterior, onde são descritas as acções executadas, os custos incorridos e os ganhos alcançados para cada uma das actividades da entidade concessionária da RNT.

## Artigo 10.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 5 - e 6 - do Artigo 9.º.

2 - A entidade concessionária da RNT, relativamente à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, deve apresentar 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 ainda enviar, até ao final do mês seguinte ao fecho de cada trimestre, informação mensal sobre:

- a) As quantidades de energia eléctrica adquiridas às centrais produtoras do SEP;
- b) As quantidades de energia eléctrica vendidas aos distribuidores vinculados;
- c) As quantidades de energia eléctrica importadas ou exportadas;
- d) Os custos e as receitas provenientes das importações e exportações;
- e) Os encargos com combustível por central;
- f) Os custos com a aquisição da energia eléctrica às centrais de produção do SEP;
- g) O diferencial da correcção de hidraulicidade.

#### Artigo 11.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, deve apresentar a seguinte repartição anual de custos:

- a) Custos associados à gestão do sistema;
- b) Custos associados ao acerto de contas;
- c) Custos associados à gestão das relações comerciais entre o SEP e o SENV e entidades externas;
- d) Custos associados à ERSE.

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 5 - e 6 - do Artigo 9.º.

3 - A entidade concessionária da RNT, relativamente à actividade de Gestão Global do Sistema, deve apresentar os proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, por tipo de utilizador, designadamente, distribuidores vinculados e clientes não vinculados.

4 - A entidade concessionária da RNT deve ainda apresentar os proveitos associados à actividade que não resultem da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema.

## Artigo 12.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 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 5 - e 6 - do Artigo 9.º.

2 - A entidade concessionária da RNT, relativamente à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, deve apresentar 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 a fornecer à ERSE pelos distribuidores vinculados**

##### **Artigo 13.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 - Os distribuidores vinculados devem apresentar à ERSE, no prazo de quatro meses a contar do final do ano contabilístico, as contas reguladas contendo a seguinte informação:

- a) Balanços e demonstrações de resultados regulados anuais e demonstração de fluxos de caixa regulados, por actividade;
- b) Informação pormenorizada dos elementos referidos na alínea anterior, com o detalhe estabelecido nas normas e metodologias complementares e nas regras de repartição de custos e proveitos e de afectação de activos, passivos e capitais próprios;
- c) 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 eventuais normas e metodologias complementares.

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 - 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, e uma estimativa dos custos e benefícios dessas acções, separados por actividade.

5 - Até ao dia 1 de Maio de cada ano, os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE um relatório de execução do plano previsto no número anterior, onde são descritas as acções executadas, os custos incorridos e os ganhos alcançados.

6 - Até ao final do ano anterior ao início do período de regulação, os distribuidores vinculados devem apresentar à ERSE um “Plano de Gestão da Procura”, contendo as medidas e o programa de gestão da procura que pretendem executar durante o período de regulação, assim como uma estimativa dos custos e benefícios de cada programa.

7 - Até ao dia 1 de Maio de cada ano, os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE um relatório de execução do plano previsto no número anterior, onde são descritas as acções executadas, os custos incorridos e os ganhos alcançados.

#### Artigo 14.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 a seguinte informação relativa a custos:

- a) Custos de operação e manutenção, por nível de tensão;
- b) Encargos legais:
  - i) Rendas e outros encargos relacionados com o regime de concessão, nomeadamente, taxas de exploração;
  - ii) Outros encargos legais, designadamente, encargos relacionados com o regime de licenças vinculadas;
- c) Custos 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 4 - e 5 - do Artigo 13.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 informação complementar relativa a proveitos, designadamente:

- a) Proveitos decorrentes do uso da rede de distribuição pelos clientes finais do SEP;
- b) Proveitos decorrentes do uso da rede de distribuição pelos clientes não vinculados;
- c) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado compartilhado.

### Artigo 15.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 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 leitura, tratamento e disponibilização de dados;
  - ii) Custos de facturação e 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 4 - e 5 - do Artigo 13.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 a seguinte informação complementar:

- a) Proveitos resultantes de serviços regulados, tais como a leitura extraordinária;
- b) Proveitos resultantes 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 - do presente artigo que forem repartidos entre esta actividade e a actividade de Comercialização no SEP devem ser acompanhados da respectiva chave de repartição e sua justificação.

### Artigo 16.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 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 leitura, tratamento e disponibilização de dados;
  - iii) Custos de facturação e 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 4 - e 5 - do Artigo 13.º;
- d) Custos relativos a programas de gestão da procura, de acordo com o relatório de execução do “Plano de Gestão da Procura”, previsto nos n.ºs 6 - e 7 - do Artigo 13.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 sua actividade de Comercialização no SEP, devem apresentar 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 de serviços regulados de:
  - i) Religação após cessação do contrato;

- ii) Quantia mínima;
- c) Proveitos resultantes de serviços diversos não regulados.

3 - Os custos referidos nas alíneas a) e b) do n.º 1 - do presente artigo que forem repartidos entre esta actividade e a actividade de Comercialização de Redes devem ser acompanhados da respectiva chave de repartição e sua justificação.

4 - Os efeitos do mecanismo de limitação dos acréscimos de preços em BT, estabelecido na Secção III do Capítulo IV, devem ser claramente evidenciados, designadamente no que se refere aos proveitos de vendas a clientes finais em BT.

### Artigo 17.º

#### Repartição de custos e proveitos na actividade de Compra e Venda de Energia

1 - Os distribuidores vinculados, relativamente à actividade de Compra e Venda de Energia, devem apresentar a seguinte informação:

- a) Proveitos decorrentes da facturação da Tarifa de Energia e Potência aos clientes finais de acordo com as diferentes opções tarifárias e provenientes da exportação de energia eléctrica;
- b) Proveitos decorrentes da facturação da tarifa de Uso Global do Sistema aos clientes finais e aos clientes não vinculados, por nível de tensão;
- c) Proveitos decorrentes da facturação da tarifa de Uso da Rede de Transporte aos clientes finais e aos clientes não vinculados, por nível de tensão;
- d) Custos com a aquisição de energia eléctrica à entidade concessionária da RNT;
- e) Custos com a aquisição de energia eléctrica às centrais do SENV ou de importação de energia eléctrica;
- f) Custos com a aquisição de serviços de gestão global do sistema à entidade concessionária da RNT;
- g) Custos com a aquisição do serviço de uso da rede de transporte à entidade concessionária da RNT.

2 - Os distribuidores vinculados devem ainda enviar, até ao final do mês seguinte ao fecho de cada trimestre, informação relativa a esse trimestre sobre:

- a) As quantidades mensais de energia eléctrica adquiridas à entidade concessionária da RNT repartidas por período tarifário;
- b) As quantidades mensais de energia eléctrica consumidas por nível de tensão e opção tarifária, pelos clientes finais;

- c) Os proveitos mensais decorrentes da facturação da Tarifa de Energia e Potência aos clientes finais de acordo com as diferentes opções tarifárias;
- d) Os custos mensais com a aquisição de energia eléctrica à entidade concessionária da RNT.

## **Capítulo III**

### **Tarifas reguladas**

#### **Secção I**

#### **Disposições gerais**

#### Artigo 18.º

#### Definição das Tarifas

O presente regulamento define as seguintes tarifas:

- a) Tarifas de Venda a Clientes Finais;
- b) Tarifa de Energia e Potência;
- c) Tarifas de Uso Global do Sistema;
- d) Tarifas de Uso da Rede de Transporte:
  - i) Tarifas de Uso da Rede de Transporte em MAT;
  - ii) Tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT;
- e) Tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT;
- f) 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;
- g) 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;
- h) 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.
- i) Tarifa de Venda do Distribuidor Vinculado em MT e AT aos distribuidores vinculados em BT.

## Artigo 19.º

### Fixação das tarifas

- 1 - As tarifas referidas no artigo anterior são estabelecidas de acordo com as metodologias definidas no Capítulo IV e no Capítulo V e os procedimentos definidos no Capítulo VI.
- 2 - A fixação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT está sujeita à aplicação do mecanismo de limitação dos acréscimos, estabelecido no Artigo 76.º e Artigo 77.º.
- 3 - A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados 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**

## Artigo 20.º

### Tarifas e proveitos

- 1 - As tarifas previstas no presente capítulo são estabelecidas por forma a proporcionarem os proveitos definidos no Capítulo IV de acordo com o Quadro 1.
- 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 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição referidas no número anterior são aplicadas pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes finais ligados no nível de tensão referente à tarifa e nos níveis de tensão a jusante.

6 - As tarifas de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT, Comercialização de Redes em BTE e Comercialização de Redes em BTN a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes finais devem proporcionar os proveitos da actividade de Comercialização de Redes.

7 - As tarifas de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT, em BTE e em BTN a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes finais 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 clientes finais 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 clientes finais 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 clientes finais 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 clientes finais 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.

13 - As tarifas de Venda a Clientes a aplicar aos clientes finais do SEP englobam as tarifas referidas nos n.ºs 4, 6, 7, 8, 9, 10 e 11, nos termos do Artigo 21.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 conseqüentemente das tarifas de Venda a Clientes Finais de MAT, AT e MT são ajustadas trimestralmente.

**QUADRO 1**  
**TARIFAS E PROVEITOS**

Entidade Concessionária da RNT		Distribuidores Vinculados		Clientes Finais			
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 <sub>NT</sub>	MAT	X		
				AT	X		
				MT	X		
		Proveitos a recuperar pela Tarifa TEP em BT	TEP <sub>BT</sub>	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 <sub>MAT</sub>	Proveitos a recuperar pelas Tarifas URT	URT <sub>MAT</sub>	MAT	X	X	
	URT <sub>AT</sub>		URT <sub>AT</sub>	AT	X	X	
				MT	X	X	
				BT	X		
	Proveitos da Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	URT <sub>AT</sub>	URT <sub>AT</sub>	URD <sub>AT</sub>	AT	X	X
					MT	X	X
					BT	X	
	Proveitos da Actividade de Comercialização de Redes	URT <sub>MT</sub>	URT <sub>MT</sub>	URD <sub>MT</sub>	MT	X	X
					BT	X	
					URT <sub>BT</sub>	URD <sub>BT</sub>	BT
Proveitos da Actividade de Comercialização no SEP	URT <sub>NT</sub>	URT <sub>NT</sub>	CR <sub>NT</sub>	MAT	X	X	
				AT	X	X	
				MT	X	X	
	URT <sub>BTE</sub>	URT <sub>BTE</sub>	CR <sub>BTE</sub>	BT > 41,4 kW	X		
				CR <sub>BTN</sub>	BT ≤ 41,4kVA	X	
URT <sub>BTN</sub>	URT <sub>BTN</sub>	CSEP <sub>NT</sub>	CSEP <sub>NT</sub>	MAT	X		
				AT	X		
URT <sub>BTE</sub>	URT <sub>BTE</sub>	CSEP <sub>BTE</sub>	CSEP <sub>BTE</sub>	BT > 41,4 kW	X		
				CSEP <sub>BTN</sub>	BT ≤ 41,4kVA	X	

Legenda:

TEP <sub>NT</sub>	Tarifa de Energia e Potência para fornecimentos em MAT, AT e MT
TEP <sub>BT</sub>	Tarifa de Energia e Potência para fornecimentos em BT
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT <sub>MAT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD <sub>MT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD <sub>BT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
CR <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
CR <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
CR <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
CSEP <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT
CSEP <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização no SEP em BTE
CSEP <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização no SEP em BTN

### Artigo 21.º

#### Tarifas a aplicar aos clientes finais do SEP

- 1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais aplicam-se aos fornecimentos dos distribuidores vinculados aos clientes finais do SEP.
- 2 - As tarifas de Venda a Clientes Finais englobam as 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 coincide com o conjunto de proveitos resultante da aplicação das tarifas referidas no número anterior aos fornecimentos a clientes finais do SEP.



QUADRO 2  
TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO SEP

Tarifas por Actividade	Tarifas de Venda a Clientes Finais				
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
TEP <sub>NT</sub>	X	X	X		
TEP <sub>BT</sub>				X	X
UGS	X	X	X	X	X
URT <sub>MAT</sub>	X				
URT <sub>AT</sub>		X	X	X	X
URD <sub>AT</sub>		X	X	X	X
URD <sub>MT</sub>			X	X	X
URD <sub>BT</sub>				X	X
CR <sub>NT</sub>	X	X	X		
CR <sub>BTE</sub>				X	
CR <sub>BTN</sub>					X
CSEP <sub>NT</sub>	X	X	X		
CSEP <sub>BTE</sub>				X	
CSEP <sub>BTN</sub>					X

Legenda:

TEP <sub>NT</sub>	Tarifa de Energia e Potência para fornecimentos em MAT, AT e MT
TEP <sub>BT</sub>	Tarifa de Energia e Potência para fornecimentos em BT
UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT <sub>MAT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD <sub>MT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
URD <sub>BT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
CR <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
CR <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
CR <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
CSEP <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT
CSEP <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização no SEP em BTE
CSEP <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização no SEP em BTN

## Artigo 22.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	Clientes Não Vinculados		
	MAT	AT	MT
UGS	X	X	X
URT <sub>MAT</sub>	X		
URT <sub>AT</sub>		X	X
URD <sub>AT</sub>		X	X
URD <sub>MT</sub>			X
CR <sub>NT</sub>	X	X	X

Legenda:

UGS	Tarifa de Uso Global do Sistema
URT <sub>MAT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
URT <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
URD <sub>AT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
URD <sub>MT</sub>	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
CR <sub>NT</sub>	Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT

### Artigo 23.º

#### 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 69.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 24.º

#### 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 puser 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 25.º

### Parcela livre do distribuidor vinculado em MT e AT

1 - O distribuidor vinculado em MT e AT pode adquirir uma parcela das suas necessidades de energia e potência a centros electroprodutores não vinculados e através de importações, directas ou realizadas através das redes da RNT, nos termos do previsto no 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.

2 - A aquisição de energia eléctrica ao abrigo do número anterior está sujeita ao pagamento das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte em AT.

## Artigo 26.º

### Estrutura geral das tarifas

1 - Sem prejuízo do estabelecido nas secções seguintes, as tarifas definidas no presente regulamento são em parte compostas pelos seguintes preços:

- a) Preços de 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 tomada, 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;
- d) Horas de super vazio.

3 - Os preços que compõem as tarifas por actividade estabelecidas no presente capítulo são os constantes do Quadro 4.

4 - A estrutura geral das tarifas de Venda a Clientes Finais é a constante do Quadro 5, resultando da conjugação da estrutura das tarifas de montante a aplicar pelos distribuidores vinculados nos termos do disposto no Quadro 2 do Artigo 21.º e no Quadro 4.

5 - Nos fornecimentos aos clientes finais do SEP de BT e das opções tarifárias de MT com três períodos horários, os preços das tarifas de montante são agregados.

6 - A estrutura geral das tarifas reguladas aplicadas aos clientes não vinculados coincide com a estrutura geral das tarifas por actividade aplicáveis, nos termos do Quadro 3 do Artigo 22.º e do Quadro 4.

QUADRO 4  
ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE

Tarifas por Actividade	Preços das Tarifas								
	TPc	TPt	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	TF
TEP		X	X	X	X	X			
UGS			X	X	X	X			
URT <sub>MAT</sub>		X					X	X	
URT <sub>AT</sub>		X					X	X	
URD <sub>AT</sub>	X	X					X	X	
URD <sub>MT</sub>	X	X					X	X	
URD <sub>BT</sub>	X	X					X	X	
CR <sub>NT</sub>									X
CR <sub>BTE</sub>									X
CR <sub>BTN</sub>									X
CSEP <sub>NT</sub>									X
CSEP <sub>BTE</sub>									X
CSEP <sub>BTN</sub>									X

Legenda:

- TEP (TEP<sub>NT</sub> e TEP<sub>BT</sub>) Tarifa de Energia e Potência para fornecimentos em MAT, AT, MT e BT
- UGS Tarifa de Uso Global do Sistema
- URT<sub>MAT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT
- URT<sub>AT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
- URD<sub>AT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
- URD<sub>MT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
- URD<sub>BT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT
- CR<sub>NT</sub> Tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT
- CR<sub>BTE</sub> Tarifa de Comercialização de Redes em BTE
- CR<sub>BTN</sub> Tarifa de Comercialização de Redes em BTN
- CSEP<sub>NT</sub> Tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT

CSEP <sub>BTE</sub>	Tarifa de Comercialização no SEP em BTE
CSEP <sub>BTN</sub>	Tarifa de Comercialização no SEP em BTN
TPc	Preço da potência contratada
TPt	Preço da potência tomada
TWp	Preço de 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 da leitura, faturação e cobrança

QUADRO 5  
ESTRUTURA GERAL DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Tarifas de Venda a Clientes Finais		Preços das Tarifas								
Nível de Tensão	N.º Períodos Horários	TPc	TPt	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	TF
MAT	4		X	X	X	X	X	X	X	X
AT	4	X	X	X	X	X	X	X	X	X
MT	4	X	X	X	X	X	X	X	X	X
MT	3	X	X	X	X	X		X	X	X
BTE	3	X	X	X	X	X		X	X	X
BTN-3	3	X		X	X	X				X
BTN-2	2	X		X		X				X
BTN-1	1	X		X						X
BTN-IP	1			X						

Legenda:

BTN-3	Tarifas de BTN tri-horárias
BTN-2	Tarifas de BTN bi-horárias
BTN-1	Tarifas de BTN simples e social
BTN-IP	Tarifas de BTN de iluminação pública
TPc	Preço da potência contratada
TPt	Preço da potência tomada
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 da leitura, facturação e cobrança

### Artigo 27.º

#### Potências e energias activa e reactiva a facturar

As potências contratada e tomada, a energia activa por período horário e as energias reactivas são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais para os fornecimentos a clientes finais do SEP ou no Regulamento do Acesso às Redes e Interligações para os fornecimentos a clientes não vinculados.

## Secção III

### Tarifas de Venda a Clientes Finais

#### Artigo 28.º

##### Objecto da Tarifa

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

- 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 29.º

##### Âmbito

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

#### Artigo 30.º

##### Estrutura geral

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

- a) Preços de leitura, facturação e cobrança;
- b) Preços da potência contratada;

- c) Preços da potência tomada;
- d) Preços da energia activa;
- e) Preços da energia reactiva.

2 - Os preços referidos no número anterior podem ser diferenciados através dos seguintes elementos:

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

### Artigo 31.º

#### Opções tarifárias

- 1 - Em cada nível de tensão são definidas as opções tarifárias indicadas no Quadro 1.
- 2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 6 valores limites da potência contratada.
- 3 - Para fornecimentos em AT e MAT, podem ser considerados valores de potência contratada inferiores aos indicados no Quadro 6, 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 destinam-se a consumos sazonais.



**QUADRO 6**  
**ESTRUTURA DAS TARIFAS**

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Opções Tarifárias	Potência, Leitura, Facturação e Cobrança (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (1)	
					N.º Estações (2)	N.º Períodos Horários (3)	Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão	Tarifa Social	1,15 a 2,3 kVA	Tarifa Social	a	1	1	-	-
	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	Tarifa Simples	a	1	1	-	-
	Tarifa Bi-Horária	3,45 a 20,7 kVA	Tarifa Bi-Horária	a	1	2	-	-
	Tarifa Simples	27,6 a 41,4 kVA	Tarifa Simples	a	1	1	-	-
	Tarifa de Médias Utilizações	27,6 a 41,4 kVA	Tarifa de Médias Utilizações	a	1	3	-	-
	Tarifa de Longas Utilizações	27,6 a 41,4 kVA	Tarifa de Longas Utilizações	a	1	3	-	-
	Tarifa de Médias Utilizações	> 41,4 kW	Tarifa de Médias Utilizações	x	1	3	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações	> 41,4 kW	Tarifa de Longas Utilizações	x	1	3	x	x
	Tarifa Sazonal Simples	3,45 a 20,7 kVA	Tarifa Sazonal Simples	a	1	1	-	-
	Tarifa Sazonal Bi-Horária	3,45 a 20,7 kVA	Tarifa Sazonal Bi-Horária	a	1	2	-	-
Tarifa Sazonal Tri-Horária	3,45 a 41,4 kVA	Tarifa Sazonal Tri-Horária	a	1	3	-	-	
Tarifa de Iluminação Pública	-	Tarifa de Iluminação Pública	-	1	1	-	-	
Média Tensão	Tarifa de Curtas Utilizações	-	Tarifa de Curtas Utilizações Tri-Horária	x	4	3	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações	-	Tarifa de Médias Utilizações Tri-Horária	x	4	3	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações	-	Tarifa de Longas Utilizações Tri-Horária	x	4	3	x	x
	Tarifa de Curtas Utilizações	-	Tarifa de Curtas Utilizações Tetra-Horária	x	4	4	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações	-	Tarifa de Médias Utilizações Tetra-Horária	x	4	4	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações	-	Tarifa de Longas Utilizações Tetra-Horária	x	4	4	x	x
Alta Tensão	Tarifa de Curtas Utilizações	≥ 6 MW	Tarifa de Curtas Utilizações	x	4	4	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações	≥ 6 MW	Tarifa de Médias Utilizações	x	4	4	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações	≥ 6 MW	Tarifa de Longas Utilizações	x	4	4	x	x
Muito Alta Tensão	Tarifa única	≥ 25 MW	Tarifa única	x	4	4	x	x

Notas:

- (1) – x Existência de preço correspondente
  - a Existência de um único preço correspondente à leitura, facturação, cobrança e potência no respectivo escalão
  - Não facturação
- (2) – 1 Sem diferenciação sazonal
  - 4 Quatro períodos tarifários: I, II, III e IV
- (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

### Artigo 32.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 leitura, facturação e cobrança definidos em Euros por mês;
  - b) Preços de potência contratada definidos em Euros por kW por mês;
  - c) Preços de potência tomada 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 sazonais e em quatro períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 34.º.
- 3 - Os preços da energia activa nas opções tarifárias de MT com três períodos horários são discriminados em quatro períodos sazonais e em três períodos horários, de acordo com o estabelecido no Artigo 34.º.
- 4 - Os preços das tarifas de MAT, AT e MT são definidos anualmente, estando os seus preços 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 34.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 - As potências contratada e tomada e as energias activa e reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento das Relações Comerciais.

### Artigo 33.º

#### Estrutura geral das opções tarifárias de BTN

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

- a) Preços de potência contratada, 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, leitura, facturação e cobrança são variáveis por escalões de potência contratada, indicados no Quadro 7.

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 34.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 7  
ESCALÕES DE POTÊNCIA EM BTN

Opções Tarifárias	Escalões de Potência Contratada (kVA)
Tarifa Social (BT1SO)	1,15 - 2,3
Tarifa Simples (BT1SI)	1,15 - 2,3 - 3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Bi-Horária (BT1BH)	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Simples (BT2SI)	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa de Médias Utilizações (BT2MU)	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa de Longas Utilizações (BT2LU)	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa Sazonal Tri-Horária (BTSTH)	27,6 - 34,5 - 41,4
Tarifa Sazonal Simples (BTSSI)	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Sazonal Bi-Horária (BTSBH)	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7
Tarifa Sazonal Tri-Horária (BTSTH)	3,45 - 4,6 - 5,75 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7

Artigo 34.º

Períodos tarifários

1 - Consideram-se os seguintes períodos trimestrais de entrega de energia eléctrica:

- a) Período I .....de 1 de Janeiro a 31 de Março;
- b) Período II .....de 1 de Abril a 30 de Junho;
- c) Período III .....de 1 de Julho a 30 de Setembro;
- d) Período IV .....de 1 de Outubro a 31 de Dezembro.

2 - 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.

3 - 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.

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

5 - A duração dos períodos referidos nos números anteriores é definida nos Quadros 8.1 e 8.2.

6 - Os clientes finais de MT com ciclo semanal e com quatro períodos horários bem como os clientes de AT e de MAT consideram-se feriados nacionais como períodos de vazio.

### QUADRO 8 DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS

**Quadro 8.1 - Ciclo semanal:**

Período de hora legal de Inverno	Período de hora legal de Verão
<b>Segunda a Sexta-feira</b> Ponta: 5 h / dia Cheias: 12 h / dia Vazio normal: 3 h / dia Super vazio: 4 h / dia	<b>Segunda a Sexta-feira</b> Ponta: 3 h / dia Cheias: 14 h / dia Vazio normal: 3 h / dia Super vazio: 4 h / dia
<b>Sábados</b> Cheias: 7 h / dia Vazio normal: 13 h / dia Super vazio: 4 h / dia	<b>Sábados</b> Cheias: 7 h / dia Vazio normal: 13 h / dia Super vazio: 4 h / dia
<b>Domingos</b> Vazio normal: 20 h / dia Super vazio: 4 h / dia	<b>Domingos</b> Vazio normal: 20 h / dia Super vazio: 4 h / dia

**Quadro 8.2 - Ciclo diário:**

Período de hora legal de Inverno	Período de hora legal de Verão
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

## **Secção IV**

### **Tarifa de Energia e Potência**

#### **Artigo 35.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 finais do SEP em MAT, AT e MT.

#### **Artigo 36.º**

##### **Âmbito**

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

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

#### **Artigo 37.º**

##### **Estrutura geral**

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

- a) Preços de potência tomada 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 tomada 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 entidade concessionária da RNT.

### Artigo 38.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 finais do SEP, de acordo com o Quadro 9.
- 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 finais do SEP de BT e MT com três períodos horários, os preços da tarifa de Energia e Potência são agregados resultando uma estrutura mais simplificada nos termos do Quadro 9.
- 4 - Nos fornecimentos de energia e potência aos clientes finais do SEP das opções tarifárias de BTN os preços de potência tomada são convertidos em preços de energia activa.
- 5 - Nos fornecimentos de energia e potência aos clientes finais 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 finais do SEP em BT, os preços da energia activa não apresentam diferenciação sazonal.

**QUADRO 9**  
**CONVERSÃO DA TARIFA DE ENERGIA E POTÊNCIA PARA OS VÁRIOS NÍVEIS DE**  
**TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS**

Nível de Tensão	N.º Períodos Horários	Preços da Tarifa				
		TPt	TWp	TWc	TWvn	TWsv
TEP	4	X	X	X	X	X
MAT	4	X	X	X	X	X
AT	4	X	X	X	X	X
MT	4	X	X	X	X	X
MT	3	X	X	x	X	
BTE	3	X	X	x	X	
BTN-3	3		X	X	X	
BTN-2	2		X		X	
BTN-1	1		X			
BTN-IP	1		X			

Legenda:

- TEP (TEP<sub>NT</sub> e TEP<sub>BT</sub>) Tarifa de Energia e Potência para fornecimentos em MAT, AT, MT e BT
- BTN-3 Tarifas de BTN tri-horárias
- BTN-2 Tarifas de BTN bi-horárias
- BTN-1 Tarifas de BTN simples e social
- BTN-IP Tarifas de BTN de iluminação pública
- TPt Preço da potência tomada
- 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 39.º**

**Períodos tarifários**

Os períodos tarifários a considerar coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais.



#### Artigo 40.º

##### Potência tomada e energia activa a facturar

1 - A potência tomada a facturar na tarifa de Energia e Potência corresponde à potência tomada definida nos termos do Regulamento de Relações Comerciais para o fornecimento de energia eléctrica a clientes finais do SEP.

2 - A energia activa a facturar na tarifa de Energia e Potência é determinada de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais para o fornecimento de energia eléctrica a clientes finais do SEP.

### **Secção V**

#### **Tarifas de Uso Global do Sistema**

#### Artigo 41.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 clientes finais que deve proporcionar os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados relativos à gestão global do sistema.

#### Artigo 42.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 43.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 de acordo com o Quadro 10.

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 finais do SEP de BT 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, resultando uma estrutura mais simplificada nos termos do Quadro 10.

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

**QUADRO 10**  
**CONVERSÃO DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA A APLICAR AOS CLIENTES**  
**FINAIS PARA OS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO**

Nível de Tensão	N.º Períodos Horários	Preços da Tarifa				Aplicação
		TWp	TWc	TWvn	TWsv	
UGS	4	X	X	X	X	-
MAT	4	X	X	X	X	SEN
AT	4	X	X	X	X	SEN
MT	4	X	X	X	X	SEN
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
- BTN-3 Tarifas de BTN tri-horárias
- BTN-2 Tarifas de BTN bi-horárias
- BTN-1 Tarifas de BTN simples e social
- BTN-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 44.º**

**Períodos tarifários aplicáveis pela entidade concessionária da RNT**

1 - Consideram-se quatro períodos horários:

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

2 - A duração dos períodos horários referidos no número anterior é caracterizada no Quadro 8.1 do Artigo 34.º.

#### Artigo 45.º

##### Períodos tarifários aplicáveis pelos Distribuidores Vinculados

1 - Nos fornecimentos aos clientes não vinculados consideram-se os períodos horários referidos no artigo anterior.

2 - Nos fornecimentos aos clientes finais do SEP os períodos horários a considerar coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

#### Artigo 46.º

##### Energia activa a facturar

A energia activa a facturar é determinada no Regulamento de Relações Comerciais para os fornecimentos entre entidades do SEP, ou no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações para a utilização das redes do SEP por entidades do SENV.

### **Secção VI**

#### **Tarifas de Uso da Rede de Transporte**

#### Artigo 47.º

##### Objecto da tarifa

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 clientes finais que devem proporcionar os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados relativos ao transporte de energia eléctrica.

#### Artigo 48.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 tomada;
  - b) Preços da energia reactiva fornecida;
  - c) Preços da energia reactiva recebida.
- 3 - Os preços da potência tomada 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 entidade concessionária 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 49.º

##### Conversão das tarifas de Uso da Rede de Transporte por nível de tensão

- 1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT aplicam-se aos fornecimentos a clientes finais em MAT.
- 2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT são convertidos para os diferentes níveis de tensão, de acordo com o Quadro 11.
- 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 - Nos fornecimentos aos clientes finais do SEP das opções tarifárias de BTN, os preços da potência tomada são convertidos de acordo com o Quadro 11 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 11**  
**CONVERSÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT A APLICAR AOS**  
**CLIENTES FINAIS PARA OS VÁRIOS NÍVEIS DE TENSÃO**

Nível de Tensão	N.º Períodos Horários	Preços da Tarifa					Aplicação
		TPt	TWp	TWc	TWvn	TWsv	
URT <sub>AT</sub>	4	X					-
AT	4	X					SEN
MT	4	X					SEN
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<sub>AT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT
- BTN-3 Tarifas de BTN tri-horárias
- BTN-2 Tarifas de BTN bi-horárias
- BTN-1 Tarifas de BTN simples e social
- BTN-IP Tarifas de BTN de iluminação pública
- TPt Preço da potência tomada
- 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 50.º**

**Períodos tarifários aplicáveis pela entidade concessionária da RNT**

1 - Consideram-se quatro períodos horários:

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

2 - A duração dos períodos horários referidos no número anterior é caracterizada no Quadro 8.1 do Artigo 34.º.

#### Artigo 51.º

##### Períodos tarifários aplicáveis pelos distribuidores vinculados

1 - Nos fornecimentos aos clientes não vinculados consideram-se os períodos horários referidos no artigo anterior.

2 - Nos fornecimentos aos clientes finais do SEP os períodos horários a considerar coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

#### Artigo 52.º

##### Potência tomada e energia reactiva a facturar

A potência tomada e a energia reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais, para os fornecimentos entre entidades do SEP, ou no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, para a utilização das redes do SEP por entidades do SENV.

### **Secção VII**

#### **Tarifas de Uso da Rede de Distribuição**

#### Artigo 53.º

##### Objecto

A presente secção estabelece as tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar aos clientes finais que devem proporcionar os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

#### Artigo 54.º

##### Estrutura geral

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

- a) Preços da potência tomada;
- b) Preços da potência contratada;
- 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 tomada e da potência contratada são estabelecidos em Euros por kW por mês.

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

#### Artigo 55.º

##### Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT

1 - A tarifa de Uso da Rede de Distribuição de AT apresenta a estrutura geral definida no Artigo 54.º.

2 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT são referidos à saída da rede de distribuição de AT.

3 - A energia reactiva associada a esta tarifa só é facturada a clientes de AT.

#### Artigo 56.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, de acordo com o Quadro 12.

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 finais do SEP de MT e BT e aos clientes não vinculados de MT a tarifa convertida tendo em conta os factores de ajustamento para perdas é constituída unicamente por um preço de potência tomada, resultante da adição dos preços de potência contratada e tomada iniciais.

4 - Nos fornecimentos aos clientes finais do SEP das opções tarifárias de BTN, o preço da potência tomada 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 12**  
**CONVERSÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT PARA OS NÍVEIS**  
**DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS DE MT E BT**

Nível de Tensão	N.º Períodos Horários	Preços da Tarifa								Aplicação
		TPc	TPt	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	
URD <sub>AT</sub>	4	X	X					X	X	-
AT	4	X	X					X	X	SEN
MT	4		X							SEN
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<sub>AT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT
- BTN-3 Tarifas de BTN tri-horárias
- BTN-2 Tarifas de BTN bi-horárias
- BTN-1 Tarifas de BTN simples e social
- BTN-IP Tarifas de BTN de iluminação pública
- TPc Preço da potência contratada
- TPt Preço da potência tomada
- TWp Preço da energia activa em horas de ponta
- TWc Preço da energia activa em horas cheias
- TW<sub>vn</sub> 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 57.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 54.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 58.º

#### Conversão da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT para BT

- 1 - Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT são convertidos para o nível de tensão de BT de acordo com o Quadro 13.
- 2 - Nos fornecimentos aos clientes finais do SEP de BT a tarifa convertida é constituída unicamente por um preço de potência tomada tendo em conta os factores de ajustamento para perdas, resultante da adição dos preços de potência contratada e tomada iniciais.
- 3 - Nos fornecimentos aos clientes finais do SEP das opções tarifárias de BTN, o preço da potência tomada 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 13**  
**CONVERSÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT PARA OS NÍVEIS**  
**DE TENSÃO E OPÇÕES TARIFÁRIAS DE BT**

Nível de Tensão	N.º Períodos Horários	Preços da Tarifa								Aplicação
		TPc	TPt	TWp	TWc	TWvn	TWsv	TWrf	TWrr	
URD <sub>MT</sub>	4	X	X					X	X	-
MT	4	X	X					X	X	SEN
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<sub>MT</sub> Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT
- BTN-3 Tarifas de BTN tri-horárias
- BTN-2 Tarifas de BTN bi-horárias
- BTN-1 Tarifas de BTN simples e social
- BTN-IP Tarifas de BTN de iluminação pública
- TP<sub>c</sub> Preço da potência contratada
- TP<sub>t</sub> Preço da potência tomada
- TW<sub>p</sub> Preço da energia activa em horas de ponta
- TW<sub>c</sub> Preço da energia activa em horas cheias
- TW<sub>vn</sub> Preço da energia activa em horas de vazio normal
- TW<sub>sv</sub> Preço da energia activa em horas de super vazio
- TW<sub>rf</sub> Preço da energia reactiva fornecida
- TW<sub>rr</sub> Preço da energia reactiva recebida

**Artigo 59.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 54.º.

2 - Nos fornecimentos aos clientes finais do SEP das opções tarifárias de BTN aplicam-se as seguintes disposições:

- a) Os preços da potência tomada 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 por escalão de potência.

### Artigo 60.º

#### Períodos tarifários

1 - Consideram-se quatro períodos horários:

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

2 - A duração dos períodos horários referidos no número anterior é caracterizada no Quadro 8.1 do Artigo 34.º.

3 - Nos fornecimentos aos clientes finais do SEP os períodos horários a considerar coincidem com os aplicáveis nas tarifas de Venda a Clientes Finais.

### Artigo 61.º

#### Potência tomada, potência contratada e energia reactiva a facturar

A potência tomada, a potência contratada e a energia reactiva a facturar são determinadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Relações Comerciais, para os fornecimentos entre entidades do SEP, ou no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, para a utilização das redes do SEP por entidades do SENV.

## **Secção VIII**

### **Tarifas de Comercialização de Redes**

#### Artigo 62.º

##### Objecto

A presente secção estabelece as tarifas de Comercialização de Redes a aplicar aos clientes finais que devem proporcionar os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados na actividade de Comercialização de Redes.

#### Artigo 63.º

##### Estrutura geral

1 - As tarifas de Comercialização de Redes são diferenciadas por nível de tensão e por limite da potência contratada, 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 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 IX**

### **Tarifas de Comercialização no SEP**

#### Artigo 64.º

##### Objecto

A presente secção estabelece as tarifas de Comercialização no SEP a aplicar aos clientes finais que devem proporcionar os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados na actividade de Comercialização no SEP.

## Artigo 65.º

### Estrutura geral

1 - As tarifas de Comercialização no SEP são diferenciadas por nível de tensão e por limite da potência contratada, 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 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 66.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:

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

$$\tilde{R}_{variável\ t}^E = \sum_{m=1}^{12} CAE_{variável\ m,\ t} \quad (3)$$

em que:

$\tilde{R}_t^E$	Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT, no âmbito da 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 $t$
$CAE_{fixo\ m,\ t}$	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, no ano $t$
$r^E$	Taxa de remuneração dos activos fixos afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica 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 $t$
$\Delta_{fixo\ t-2}^E$	Ajustamento da parcela fixa dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$
$CAE_{variável\ m,t}$	Encargos variáveis decorrentes dos CAE, em cada 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, aceite para efeitos de regulação, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano $t$
$r^{Ter}$	Taxa de rentabilidade 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 ( $\Delta_{fixo\ t-2}^E$ ) é determinado pela seguinte expressão:

$$\Delta_{fixo\ t-2}^E = \left( Rf_{fixo\ t-2}^E - R_{fixo\ t-2}^E - NVIMP_{t-2} - Itr_{t-2} - Amb_{t-2}^E + GA_{t-2} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (5)$$

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 verificados em  $t-2$ , calculados no ano  $t-1$  pela expressão ( 2 )
- $NVIMP_{t-2}$  Custos correspondentes a importações e aquisições de energia eléctrica a produtores não vinculados deduzidos dos proveitos de exportações e 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, aceites pela ERSE, de acordo com o relatório de execução do “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental”, conforme está estabelecido nos n.ºs 5 - e 6 - do Artigo 9.º
- $GA_{t-2}$  Proveitos provenientes dos contratos de garantia de abastecimento, no ano  $t-2$
- $i_{t-1}^E$  Taxa de juro no ano  $t-1$ , em percentagem.

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

$$NVIMP_{t-2} = NVIMPA_{t-2} - NVEXPV_{t-2} \quad (6)$$

em que:

- $NVIMPA_{t-2}$  Custos correspondentes a importações e aquisição de energia eléctrica a detentores de licença de produção não vinculada, aceites para efeitos de regulação, no ano  $t-2$
- $NVEXPV_{t-2}$  Proveitos decorrentes de exportações e vendas de energia eléctrica ao SENV, aceites para efeitos de regulação, no ano  $t-2$ .

Os custos ( $NVIMPA_{t-2}$ ) são dados pela seguinte expressão:

$$NVIMPA_{t-2} = 0,5 \times \sum_{i=1}^m \sum_{k=1}^p (SEPeq_{i,t-2} + PA_{k,i,t-2}) \times QA_{k,i,t-2} \quad (7)$$

em que:

$m$	Número de períodos de acerto de contas
$p$	Número de “contratos” de aquisição
$SEPeq_{i,t-2}$	Custo unitário equivalente de produção vinculada, no período de acerto de contas $i$ , no ano $t-2$ , em Euros/kWh
$PA_{k,i,t-2}$	Preço de aquisição de importações ou de compras a entidades titulares de licença de produção não vinculada, do “contrato” $k$ , no período de acerto de contas $i$ , no ano $t-2$ , em Euros/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 fórmula ( 7 ) o preço ( $PA_{k,i,t-2}$ ) é substituído pelo custo unitário ( $SEPeq_{i,t-2}$ ), nos períodos em que seja superior a este custo.

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

Os proveitos ( $NVEXPV_{t-2}$ ) são dados pela seguinte expressão:

$$NVEXPV_{t-2} = 0,5 \times \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^r (SEPeq_{i,t-2} + PV_{j,i,t-2}) \times QV_{j,i,t-2} \quad (8)$$

em que:

$m$	Número de períodos de acerto de contas
$r$	Número de “contratos” de venda
$SEPeq_{i,t-2}$	Custo unitário equivalente de produção vinculada, no período de acerto de contas $i$ , no ano $t-2$ , em Euros/kWh
$PV_{j,i,t-2}$	Preço de venda de exportações ou de vendas a entidades do SENV, pelo “contrato” $j$ , no período de acerto de contas $i$ , no ano $t-2$ , em Euros/kWh
$QV_{j,i,t-2}$	Quantidades exportadas ou vendidas a entidades do SENV, pelo “contrato” $j$ , no período de acerto de contas $i$ , no ano $t-2$ , em kWh.

Na fórmula ( 8 ) o preço  $(PV_{j,i,t-2})$  é substituído pelo custo unitário  $(SEPeq_{i,t-2})$ , nos períodos em que seja inferior a este custo.

- b) A taxa de juro  $(i_{t-1}^E)$  é a taxa de juro EURIBOR a três meses em vigor no último dia útil do mês de Junho de  $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual;
- c) 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  $(\Delta_{fixo t-2}^E)$  é calculado de acordo com as regras do Artigo 22.º do anterior Regulamento Tarifário.

### Artigo 67.º

#### Proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema

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

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{UGS} = & Amt_t^{UGS} + Act_t^{UGS} \times \frac{r^{UGS}}{100} + GS_t + GO_t + REG_t + \\ & + RE_t^{UGS} - S_t^{UGS} - \Delta_{t-2}^{UGS} \end{aligned} \quad (9)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{UGS}$	Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT, no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema, no ano $t$
$Amt_t^{UGS}$	Amortizações dos activos fixos afectos à actividade de Gestão Global do Sistema
$Act_t^{UGS}$	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 $t$
$r^{UGS}$	Taxa de rentabilidade permitida para o valor dos activos fixos afectos à actividade de Gestão Global do Sistema, fixada para o período de regulação, em percentagem
$GS_t$	Custos de exploração associados à gestão do sistema, no ano $t$
$GO_t$	Custos de exploração associados à gestão das relações comerciais entre o SEP e o SENV e entidades externas, 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 $t$
$S_t^{UGS}$	Proveitos facturados pela 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 $t$
$\Delta_{t-2}^{UGS}$	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.

2 - 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.

3 - Os custos associados à gestão do sistema e à gestão das relações comerciais, incluem nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal.

4 - Os custos associados à gestão do sistema compreendem os custos com serviços adquiridos a produtores vinculados e não vinculados, nomeadamente a parcela  $(CAE_t^{UGS})$  referida no n.º 1 - do Artigo 66.º, bem como os custos associados à utilização da rede de telecomunicações.

5 - 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.

6 - O ajustamento  $(\Delta_{t-2}^{UGS})$  previsto na fórmula ( 9 ), é determinado a partir da seguinte expressão:

$$\Delta_{t-2}^{UGS} = \left( Rf_{t-2}^{UGS} - R_{t-2}^{UGS} - Amb_{t-2}^{UGS} \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^{UGS}}{100} \right)^2 \quad (10)$$

em que:

$\Delta_{t-2}^{UGS}$	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 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 fórmula ( 9 ), 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 5 - e 6 - do Artigo 9.º
$i_{t-1}^{UGS}$	Taxa de juro em $t-1$ , em percentagem.

A taxa de juro ( $i_{t-1}^{UGS}$ ) é a taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de  $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

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 ( $\Delta_{t-2}^{UGS}$ ) é calculado de acordo com as regras do Artigo 24.º do anterior Regulamento Tarifário.

#### Artigo 68.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:

$$\tilde{R}_t^T = Am_t^T + CC_t^T + OC_t^T + Act_t^T \times \frac{r^T}{100} + CAE^{URT} - S_t^T - \Delta_{t-2}^T \quad (11)$$

em que:

$\tilde{R}_t^T$	Proveitos que as tarifas de Uso da Rede de Transporte devem proporcionar para cobrir os custos, no ano $t$
-----------------	--

$Am_t^T$	Amortizações dos activos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, no ano $t$
$CC_t^T$	Custos correspondentes a fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal acordados para o período de regulação, relativos ao ano $t$
$OC_t^T$	Outros custos do exercício associados 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, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano $t$
$r^T$	Taxa de rentabilidade permitida para o valor dos activos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem
$CAE^{URT}$	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 $t$
$\Delta_{t-2}^T$	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 n.º 1 -, 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  $(\Delta_{t-2}^T)$  previsto na fórmula ( 11 ) é determinado a partir da seguinte fórmula:

$$\Delta_{t-2}^T = (Rf_{t-2}^T - R_{t-2}^T - Amb_{t-2}^T) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^T}{100}\right)^2 \quad (12)$$

em que:

$\Delta_{t-2}^T$  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 fórmula ( 11 ), com base nos valores verificados em  $t-2$ . O valor verificado da parcela  $(CC_{t-2}^T)$  corresponde ao valor acordado para o ano  $t-2$ , não sendo ajustado

$Amb_{t-2}^T$  Custos afectos a esta actividade relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, aceites pela ERSE, de acordo com o relatório de execução do "Plano de Promoção da Qualidade Ambiental", conforme está estabelecido nos n.ºs 5 - e 6 - do Artigo 9.º

$i_{t-1}^T$  Taxa de juro em  $t-1$ , em percentagem.

A taxa de juro  $(i_{t-1}^D)$  é a taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de  $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

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  $(\Delta_{t-2}^T)$  é calculado de acordo com as regras do Artigo 26.º do anterior Regulamento Tarifário.

Artigo 69.º

Encargos mensais da actividade de aquisição de energia eléctrica

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

$$Enc_m = \frac{1}{12} \tilde{R}_{fixo\ t}^E + CAE_{variável\ m} + \Delta V_{i-2}^{BT} / 3 + \Delta V_{i-2}^{NT} / 3 \quad (13)$$

em que:

$m$	Mês
$i$	Trimestre a que pertence o mês $m$ ( $i=1, 2, 3,4$ )
$CAE_{variável\ m}$	Parcela variável do encargo de aquisição de energia eléctrica, no mês $m$
$\Delta V_{i-2}^{BT}$	Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos clientes de BT
$\Delta V_{i-2}^{NT}$	Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos clientes de MAT, AT e MT.

2 - A parcela variável dos CAE afecta aos consumos do SEP é dada pela expressão:

$$CAE_{variável\ m}^D = CAE_{variável\ m} - Exp_m + Imp_m + CH_m \quad (14)$$

em que:

$CAE_{variável\ m}^D$	Parcela variável do encargo de aquisição de energia eléctrica às centrais do SEP corrigida da hidraulicidade, adicionada do saldo importador, no mês $m$
$Exp_m$	Proveitos, no mês $m$ , provenientes da exportação de energia eléctrica ou da venda a clientes não vinculados
$Imp_m$	Encargos no mês $m$ provenientes da importação de energia eléctrica ou de aquisição a produtores não vinculados
$CH_m$	Diferencial de correcção de hidraulicidade no mês $m$ .

3 - A afectação dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica às centrais do SEP aos consumos nos vários níveis de tensão, é determinada por:

$$CAE_{variável\ m}^{BT} = \alpha CAE_{variável\ m}^D \quad (15)$$

$$CAE_{variável\ m}^{NT} = \beta CAE_{variável\ m}^D \quad (16)$$

sendo:

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

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

em que:

$CAE_{variável\ m}^{BT}$  Parcela do encargo variável de aquisição de energia eléctrica, no mês  $m$ , afecta aos consumos em BT

$CAE_{variável\ m}^{NT}$  Parcela do encargo variável de aquisição de energia eléctrica, no mês  $m$ , afecta aos consumos em MAT, AT e BT

$\tilde{R}_{TEP\ t}^{BT}$  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.

4 - No final de cada trimestre, os valores facturados pela entidade concessionária da RNT à distribuição, são corrigidos por um valor  $\Delta V_{i-2}^{BT}$ , dado por:

$$\Delta V_{i-2}^{BT} = DFF - DF_{REF} \quad \text{se } DFF > DF_{REF}$$

$$\Delta V_{i-2}^{BT} = 0 \quad \text{se } -DF_{REF} < DFF < DF_{REF}$$

$$\Delta V_{i-2}^{BT} = DFF + DF_{REF} \quad \text{se } DFF < -DF_{REF}$$

em que:

$DFF$  Diferença acumulada na REN, entre valor mensal dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica ao SEP, previstos e reais, afectos aos consumos em BT.

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

$m$  Mês de cada trimestre ( $m=1, 2, 3$ )

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

$CAE_{variável\ real\ m}^{BT}$  Valor do encargo variável de aquisição de energia eléctrica às centrais do SEP, efectivamente pago pela entidade concessionária da RNT no mês  $m$ , e afecto aos consumos em BT

$DF_{i-3}$  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.

5 - Em cada trimestre calcula-se o novo saldo da conta de diferença de facturação trimestral como sendo:

$$DF_{i-2} = DFF - \Delta V_{i-2}^{BT} \quad (17)$$

6 - Os valores facturados pela entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado são corrigidos no final de cada trimestre por um valor  $\Delta V_i^{NT}$ , dado por:

$$\Delta V_{i-2}^{NT} = \sum_{m=1}^3 (CAE_{variável\ real\ m}^{NT} - CAE_{variável\ m}^{NT}) \quad (18)$$

## Secção II

### Proveitos do Distribuidor Vinculado

#### Artigo 70.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:

$$\tilde{R}_t^D = \sum_{j=1}^2 (F_{j,t}^D + P_{j,t}^D \times E_{j,t}^D - \Delta_{j,t-2}^D) \quad (19)$$

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/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, fixada para o primeiro ano do período de regulação ( $F_{j,1}^D$ ) evolui nos restantes anos do período de regulação, de acordo com a seguinte expressão:

$$F_{j,t}^D = F_{j,t-1}^D \times \left( 1 + \frac{IPC_{t-1} - X_{F,j}^D}{100} \right) \quad t=2, 3 \quad (20)$$

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, em percentagem, por nível de tensão.

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

$$P_{j,t}^D = P_{j,t-1}^D \times \left( 1 + \frac{IPC_{t-1} - X_{P,j}^D}{100} \right) \quad (21)$$

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/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/kWh
$IPC_{t-1}$	Taxa de inflação no ano $t-1$ , em percentagem
$X_{P,j}^D$	Parâmetro associado à componente variável dos 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 fórmula:

$$\Delta_{j,t-2}^D = \left( Rf_{j,t-2}^D - R_{j,t-2}^D - PP_{j,t-2} + RQS_{j,t-2} - Amb_{j,t-2}^D \right) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^D}{100} \right)^2 \quad (22)$$

em que:

$\Delta_{j,t-2}^D$	Diferença entre os proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição e os proveitos permitidos no ano $t-2$ , por nível de tensão
$Rf_{j,t-2}^D$	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 fórmula ( 19 ), 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
$RQS_{j,t-2}$	Incentivo à melhoria da qualidade de serviço por nível de tensão
$Amb_{j,t-2}^D$	Custos por nível de tensão afectos a esta actividade relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, aceites pela ERSE, de acordo com o relatório de execução do “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental”, conforme está estabelecido nos n.ºs 4 - e 5 - do Artigo 13.º
$i_{t-1}^D$	Taxa de juro em $t-1$ , em percentagem.

A taxa de juro ( $i_{t-1}^T$ ) referida é a taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de  $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

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

$$PP_{j,t-2} = V_{p,t-2} \times (P_{j,t-2}^* - P_{j,t-2}) / 100 \times E_{j,t-2}^D \quad (23)$$

em que:

$V_{p,t-2}$	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano $t-2$ , em Euros/kWh
-------------	--

$P_{j,t-2}^*$	Nível de referência das perdas na rede de distribuição no ano $t-2$ , em percentagem, por nível de tensão
$P_{j,t-2}$	Nível de perdas no ano $t-2$ , em percentagem, por nível de tensão
$E_{j,t-2}^D$	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 referido na fórmula constante do n.º 1 -  $(P_{j,t-2})$  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  $(RQS_{j,t-2})$  é dado por:

$$RQS_{j,t-2} = \text{Máx}\{RQS_{\text{mín}t-2}, -(ENS_{j,t-2} - ENS_{REF\ t-2} + \Delta V) \times VENS_{j,t-2}\} \quad \text{se} \quad ENS_{j,t-2} < ENS_{REF\ t-2} - \Delta V$$

$$RQS_{j,t-2} = \text{Mín}\{RQS_{\text{mín}t-2}, -(ENS_{j,t-2} - ENS_{REF\ t-2} - \Delta V) \times VENS_{j,t-2}\} \quad \text{se} \quad ENS_{j,t-2} > ENS_{REF\ t-2} + \Delta V$$

$$RQS_{j,t-2} = 0 \quad \text{se} \quad ENS_{j,t-2} > ENS_{REF\ t-2} - \Delta V$$

e

$$RQS_{j,t-2} = 0 \quad \text{se} \quad ENS_{j,t-2} < ENS_{REF\ t-2} + \Delta V$$



em que:

$RQS_{\text{máx } t-2}$	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à melhoria da qualidade de serviço
$RQS_{\text{mín } t-2}$	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da qualidade de serviço
$ENS_{j,t-2}$	Energia não servida em kWh, no ano $t-2$ , por nível de tensão
$ENS_{REF\ t-2}$	Energia não servida de referência em kWh
$\pm \Delta V_{t-2}$	Banda de valor da energia não servida em torno de $(ENS_{REF\ t-2})$ a partir da qual é atribuído o prémio de incentivo à melhoria da qualidade de serviço
$VENS_{j,t-2}$	Valorização da energia não servida no ano $t-2$ , em Euros/kWh, por nível de tensão.

O valor da energia não servida é calculado como sendo:

$$ENS = ED \times TIEMT / T \quad (24)$$

em que:

$ED$	Energia entrada na distribuição no período considerado, em kWh
$TIEMT$	Tempo de interrupção equivalente MT relativo ao período considerado em horas
$T$	Número de horas relativo ao período considerado (8760 horas).

- c) 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 71.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:

$$\tilde{R}_t^{CR} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{CR} = Act_{j,t}^{CR} \times \frac{r^{CR}}{100} + Amt_{j,t}^{CR} + C_{j,t}^{CR} - \Delta_{j,t-2}^{CR} \quad (25)$$

em que:

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

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

2 - Os custos ( $C_{j,t}^{CR}$ ) são os relacionados com a comercialização de redes incluindo, a leitura, a contratação, o tratamento e a disponibilização de dados, a facturação, a cobrança e a gestão da cobrança.

3 - O ajustamento  $(\Delta_{j,t-2}^{CR})$  previsto na fórmula ( 25 ) é dado por:

$$\Delta_{j,t-2}^{CR} = (Rf_{j,t-2}^{CR} - \tilde{R}_{j,t-2}^{CR}) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^{CR}}{100} \right)^2 \quad ( 26 )$$

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, 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 útil do mês de Junho de $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

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  $(\Delta_{j,t-2}^{CR})$  é nulo.

## Artigo 72.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:

$$\tilde{R}_t^{CE} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{CE} = Act_{j,t}^{CE} \times \frac{r^{CE}}{100} + Amt_{j,t}^{CE} + C_{j,t}^{CE} - \Delta_{j,t-2}^{CE} \quad ( 27 )$$

em que:

$j$	Nível de tensão de fornecimento NT (MAT, AT e MT), BTE e BT
$\tilde{R}_t^{CE}$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização no SEP
$\tilde{R}_{j,t}^{CE}$	Proveitos permitidos por nível de tensão
$Act_{j,t}^{CE}$	Valor médio do activo fixo por nível de tensão afecto a esta actividade, no ano $t$ , dado pela média aritmética dos valores no início e no final do ano $t$

$r^{CE}$	Taxa de rentabilidade a aplicar aos activos fixos, definida para o período de regulação, em percentagem
$Amt_{j,t}^{CE}$	Amortização do activo fixo por nível de tensão afecto a esta actividade
$C_{j,t}^{CE}$	Custos anuais da estrutura comercial por nível de tensão afectos à actividade de Comercialização no SEP e aceites pela ERSE em base anual
$\Delta_{j,t-2}^{CE}$	Ajustamento no ano $t$ dos proveitos da actividade de Comercialização no SEP por nível de tensão, relativa ao ano $t-2$ .

2 - Os custos  $(C_{j,t}^{CE})$  relacionados com a comercialização no SEP por nível de tensão, incluindo 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 fórmula ( 27 ) é dado por:

$$\Delta_{j,t-2}^{CE} = (Rf_{j,t-2}^{CE} - \tilde{R}_{j,t-2}^{CE} - GP_{j,t-2}) \times \left( 1 + \frac{i_{t-1}^{CE}}{100} \right)^2 \quad (28)$$

em que:

$Rf_{j,t-2}^{CE}$	Proveitos facturados pelos distribuidores vinculados por nível de tensão 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, 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, de acordo com o relatório de execução do “Programa de Gestão da Procura”, conforme está estabelecido nos n.ºs 6 - e 7 - do Artigo 13.º
$i_{t-1}^{CE}$	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de $t-1$ , acrescida de meio ponto percentual.

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  $(\Delta_{j,t-2}^{CE})$  é nulo.

Artigo 73.º

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

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

$$\tilde{R}_{TEP t}^D = \tilde{R}_t^E + C_{SENVt} + \Delta_{TEP t-2}^{BT} - \Delta_{TEP t-2}^{NT} \quad (29)$$

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

$\Delta_{TEP t-2}^{BT}$  Diferença entre os valores facturados pelos distribuidores vinculados no ano  $t-2$  por aplicação da Tarifa de Energia e Potência de BT aos 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 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 ( $\Delta_{TEP t-2}^{BT}$ ) é dado pela expressão:

$$\Delta_{TEP t-2}^{BT} = R_{TEP t-2}^{f BT} - \tilde{R}_{TEP t-2}^{BT} - \left( \sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{BT} \right)_{t-2} \quad \text{se não houve limite ao crescimento das tarifas em BT} \quad (30)$$

$$\Delta_{TEP t-2}^{BT} = R_{TEP t-2}^{f*BT} - \tilde{R}_{TEP t-2}^{BT} - \left( \sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{BT} \right)_{t-2} \quad \text{se houve limite ao crescimento das tarifas em BT} \quad (31)$$

em que:

$Rf_{TEP\ t-2}^{f\ BT}$  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:

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

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

$i_{t-3}$  Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia útil do mês de Junho de  $t-3$ , acrescida de meio ponto percentual

$\tilde{R}_{TEP\ t-2}^{BT}$  Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no ano  $t-2$ , por aplicação da Tarifa de Energia e Potência de BT aos clientes finais em BT, calculados no ano  $t-1$ , 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 69.º

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

$$\Delta_{TEP\ t-2}^{NT} = Rf_{TEP\ t-2}^{f\ NT} - \tilde{R}_{TEP\ t-2}^{NT} - \left( \sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{NT} \right)_{t-2} \quad (32)$$

em que:

$Rf_{TEP\ t-2}^{f\ NT}$  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 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 69.º

#### Artigo 74.º

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

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

$$\tilde{R}_{UGS t}^D = \tilde{R}_t^{UGS} - \Delta_{UGS t-2}^D \quad (33)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{UGS}$  Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT para o ano  $t$ , no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema, calculados de acordo com a expressão (9) do Artigo 67.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 clientes finais e os valores pagos à entidade concessionária da RNT ao longo do ano, no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema.

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

$$\Delta_{UGS t-2}^D = Rf_{UGS t-2}^D - Rf_{t-2}^{UGS} \quad (34)$$

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 clientes finais

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

### Artigo 75.º

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

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

$$\tilde{R}_{URT t}^D = \tilde{R}_t^{URT} - \Delta_{URT t-2}^D \quad (35)$$

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 ( 11 ) do Artigo 68.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 clientes finais e os valores pagos à entidade concessionária da RNT ao longo do ano, no âmbito da actividade de Transporte de energia eléctrica.

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

$$\Delta_{URT t-2}^D = Rf_{URT t-2}^D - Rf_{t-2}^{URT} \quad (36)$$

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 clientes finais

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

## Secção III

### Mecanismo de limitação dos acréscimos em BT

#### Artigo 76.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 artigo anterior, ser recuperado nas tarifas dos anos seguintes, num máximo de cinco.

### Artigo 77.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:

$$\delta_t = \frac{TVCF_{BT,t} \times Q_{BT,t}}{TVCF_{BT,t-1} \times Q_{BT,t}} \quad (37)$$

em que:

$TVCF_{BT,t}$  Tarifas de venda aos clientes em BT, por opção tarifária e termo tarifário

$Q_{BT,t}$  Quantidades que se prevê vender em BT, por termo tarifário em cada opção tarifária.

3 - Caso o valor ( $\delta_t$ ) 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 clientes finais em BT no ano  $t$  ( $\bar{P}_{BT,t}$ ) são dados por:

$$P_{BT,t} = TEP_{BT,t} \times Q_{BT,t} - \left( TVCF_{BT,t} \times Q_{BT,t} - TVCF_{BT,t-1} \times Q_{BT,t} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \right) \quad (38)$$

em que:

$TEP_{BT,t}$  Proveitos provenientes da aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos clientes finais em BT

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

$$C_t = TVCF_{BT,t} \times Q_{BT,t} - TVCF_{BT,t-1} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \times Q_{BT,t} \quad (t=1, \dots, n) \quad (39)$$

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:

$$W_t = W_{t-1} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}}{100}\right) + C_t \times \sqrt{1 + \frac{i_{t-1}}{100}} \quad (40)$$

em que:

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

5 - Caso o valor ( $\delta_t$ ) 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 ( $\delta_t$ ) 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 ( $\bar{P}'_{BT,t}$ ) que permitiria anular ( $W_{t-1}$ ):

$$P'_{BT,t} = W_{t-1} \times \sqrt{1 + \frac{i_{t-1}}{100}} + TEP_{BT,t} \times Q_{BT,t} \quad (41)$$

7 - Se o valor dos proveitos permitidos pela aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos clientes em BT ( $P'_{BT,t}$ ) satisfizer a limitação referida no n.º 1 - do Artigo 76.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

$$P_{BT,t} = P'_{BT,t} \quad (42)$$

e, neste caso,

$$W_t = 0$$

8 - Se o valor dos proveitos permitidos pela aplicação da Tarifa de Energia e Potência 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 clientes finais em BT é dado por:

$$P_{BT,t} = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \times P_{BT,t-1} \quad (43)$$

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  $t$ :

$$W_t = W_{t-1} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}}{100}\right) - TVCF_{BT,t} \times Q_{BT,t} - TVCF_{BT,t-1} \times Q_{BT,t} \times \sqrt{1 + \frac{i_{t-1}}{100}} \quad (44)$$

## Artigo 78.º

### Regime excepcional

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.



## Capítulo V

### Processo de cálculo das tarifas reguladas

#### Secção I

#### Metodologia de cálculo da Tarifa de Energia e Potência

##### Artigo 79.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 73.º.

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

$$R_{TEP_t}^D = \tilde{R}_{TEP_t}^{D-BT} + \tilde{R}_{TEP_t}^{D-NT} \quad (45)$$

$$\tilde{R}_{TEP_t}^{D-BT} = \tilde{R}_t^{TEP-BT} + \Delta_{TEP_t-2}^{BT} \quad (46)$$

$$\tilde{R}_{TEP_t}^{D-NT} = \tilde{R}_t^{TEP-NT} + \Delta_{TEP_t-2}^{NT} \quad (47)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{TEP-BT}$       Afectação dos proveitos  $\tilde{R}_t^{TEP}$  aos fornecimentos em BT

$\tilde{R}_t^{TEP-NT}$       Afectação dos proveitos  $\tilde{R}_t^{TEP}$  aos fornecimentos em MAT, AT e MT.

com:

$$\tilde{R}_t^{TEP} = \tilde{R}_t^E + C_{SENV_t} \quad (48)$$

de acordo com as definições do Artigo 73.º.

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

4 - A tarifa de Energia e Potência definida no número anterior é previamente calculada por forma a proporcionar os proveitos  $\tilde{R}_t^{TEP}$  de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned}
 \tilde{R}_t^{TEP} = & \sum_h \left[ Wh_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT}^h)^{-1} \times TWh_t^{EP} \right] + Pt_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^P)^{-1} \times TPt_t^{EPc} + \\
 & + \sum_{h'} Wh'_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^{h'})^{-1} \times TWh_t'^{EPc} + \\
 & + \sum_i \left[ \sum_h Wh_{iAT,t} \times (1 + \gamma_{AT}^h) \times TWh_t^{EP} + Pt_{iAT,t} \times (1 + \gamma_{AT}^P)^{-1} \times TPt_t^{EPc} + \right. \\
 & \left. + \sum_{h'} Wh'_{iAT,t} \times (1 + \gamma_{AT}^{h'})^{-1} \times TWh_t'^{EPc} \right] + \\
 & + \sum_i \left[ \sum_h Wh_{iMT,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWh_t^{EP} + Pt_{iMT,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^P) \times TPt_t^{EPc} + \right. \\
 & \left. + \sum_{h'} Wh'_{iMT,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^{h'}) \times TWh_t'^{EPc} \right] + \\
 & + \sum_i \left[ \sum_h Wh_{iBT,t} \times \prod_k (1 + \gamma_k^h) \times TWh_t^{EP} + Pt_{iBT,t} \times \prod_k (1 + \gamma_k^P) \times TPt_t^{EPc} + \right. \\
 & \left. + \sum_{h'} Wh'_{iBT,t} \times \prod_k (1 + \gamma_k^{h'}) \times TWh_t'^{EPc} \right]
 \end{aligned} \tag{49}$$

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

em que:

$Wh_{i,n,t}$	Energia activa entregue no período horário $h$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão $n$ , prevista para o ano $t$
$Wh'_{i,n,t}$	Energia activa entregue no período horário $h'$ da opção tarifária $i$ do nível de tensão $n$ , prevista para o ano $t$
$TWh_t^{EP}$	Preço da energia activa entregue no período horário $h$ , no ano $t$

$Pt_{i,n,t}$	Potência tomada das entregas aos clientes da opção tarifária $i$ do nível de tensão $n$ , prevista para o ano $t$
$TPt_i^{EP}$	Preço da potência tomada, no ano $t$
$TWh_t^{EPc}$	Preço da energia activa do termo de capacidade da tarifa de Energia e Potência entregue no período horário $h'$ , no ano $t$
$\gamma_j^h$	Factor de ajustamento para perdas no período horário $h$ no nível de tensão $j$
$\gamma_k^h$	Factor de ajustamento para perdas no período horário $h$ no nível de tensão $k$
$\gamma_{MAT/AT}^h$	Factor de ajustamento para perdas no período horário $h$ relativo à transformação de MAT / AT.

5 - A estrutura dos preços da tarifa de Energia e Potência deve respeitar a estrutura dos custos marginais de energia e de garantia de abastecimento, nos termos do Artigo 82.º.

#### Artigo 80.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 aos fornecimentos de BT 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 fórmula ( 46 ) do artigo anterior, de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{TEP_t}^{D-BT} = & \sum_i \sum_h Wh_{i,BT,t} \times \left[ \prod_j (1 + \gamma_j^h) \right] \times TWh_t^{EP} + \sum_i Pt_{i,BT,t} \times \left[ \prod_j (1 + \gamma_j^p) \right] \times TPt_t^{EPc} + \\ & + \sum_i \sum_{h'} Wh'_{i,BT,t} \times \left[ \prod_j (1 + \gamma_j^{h'}) \right] \times TWh_t^{EPc} \end{aligned} \quad (50)$$

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)



$j$  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 entregue no período horário  $h$  do termo de energia da tarifa de Energia e Potência, no ano  $t$

$Pt_{iBT,t}$  Potência tomada das entregas aos clientes da opção tarifária  $i$  de  $BT$ , prevista para o ano  $t$

$TPt_t^{EPc}$  Preço da potência tomada do termo de capacidade da tarifa de Energia e Potência, no ano  $t$

$TWh_t^{EPc}$  Preço da energia activa do termo de capacidade da tarifa de Energia e Potência entregue no período horário  $h'$ , no ano  $t$

$\gamma_j^h$  Factor de ajustamento para perdas no período horário  $h$  no nível de tensão  $j$

$\gamma_k^p$  Factor de ajustamento para perdas no período horário de horas de ponta no nível de tensão  $k$ .

2 - A estrutura dos preços da tarifa de Energia e Potência deve respeitar a estrutura dos custos marginais de energia e de garantia de abastecimento, nos termos do Artigo 82.º.

3 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Energia e Potência são as potências tomadas e energias activas entregues a clientes finais do SEP em  $BT$ , previstas para o ano  $t$ , devidamente ajustadas para perdas até à saída da entidade concessionária 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 81.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 aos fornecimentos de MAT, AT e MT 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 fórmula ( 47 ) do Artigo 79.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned}
 \tilde{R}_t^{TEP-NT} = & \sum_h \left[ Wh_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT}^h)^{-1} \times TWh_t^{EP} \right] + Pt_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^P)^{-1} \times TPt_t^{EPc} + \\
 & + \sum_{h'} Wh'_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^{h'})^{-1} \times TWh_t'^{EPc} + \\
 & + \sum_i \left[ \sum_h Wh_{iAT,t} \times (1 + \gamma_{AT}^h) \times TWh_t^{EP} + Pt_{iAT,t} \times (1 + \gamma_{AT}^P)^{-1} \times TPt_t^{EPc} + \right. \\
 & \left. + \sum_{h'} Wh'_{iAT,t} \times (1 + \gamma_{AT}^{h'})^{-1} \times TWh_t'^{EPc} \right] + \\
 & + \sum_i \left[ \sum_h Wh_{iMT,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWh_t^{EP} + Pt_{iMT,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^P) \times TPt_t^{EPc} + \right. \\
 & \left. + \sum_{h'} Wh'_{iMT,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^{h'}) \times TWh_t'^{EPc} \right]
 \end{aligned} \tag{51}$$

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)
- $j$  Nível de tensão  $j$  ( $j$  = AT e MT)

em que:

- $Wh_{i,n,t}$  Energia activa entregue no período horário  $h$  da opção tarifária  $i$  do nível de tensão  $n$ , prevista para o ano  $t$
- $Wh'_{i,n,t}$  Energia activa entregue no período horário  $h'$  da opção tarifária  $i$  do nível de tensão  $n$ , prevista para o ano  $t$
- $TWh_t^{EP}$  Preço da energia activa entregue no período horário  $h$ , no ano  $t$

$Pt_{i,n,t}$	Potência tomada das entregas aos clientes da opção tarifária $i$ do nível de tensão $n$ , prevista para o ano $t$
$TPt_i^{EP}$	Preço da potência tomada, no ano $t$
$TWh_t^{EP_c}$	Preço da energia activa do termo de capacidade da tarifa de Energia e Potência entregue no período horário $h'$ , no ano $t$
$\gamma_j^h$	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.

2 - A estrutura dos preços da tarifa de Energia e Potência deve respeitar a estrutura dos custos marginais de energia e de garantia de abastecimento nos termos do Artigo 82.º.

3 - As quantidades a considerar no cálculo da tarifa de Energia e Potência são as potências tomadas e energias activas entregues a clientes finais 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 - A tarifa de Energia e Potência a aplicar aos fornecimentos de MAT, AT e MT é ajustada trimestralmente por forma a repercutir os ajustamentos trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos clientes de MAT, AT e MT.

## Artigo 82.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:

$$TWh_t^{EP} = kh_t^{EP} \times CmgWh^{EP} \quad (52)$$

em que:

$TWh_t^{EP}$  Preço da energia activa entregue no período horário  $h$ , no ano  $t$

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

$kh^{EP}$  Factor de escala a aplicar ao custo marginal da energia no período horário  $h$ .

com as restrições de:

$$k_{ponta} \geq k_{cheias} > k_{vazio\ normal} \geq k_{super\ vazio}$$

e impondo que aos preços da parcela de capacidade  $TPt_t^{EPc}$  e  $TWh_t^{EPc}$  não seja aplicado qualquer factor de escala e que proporcionem um conjunto de proveitos que satisfaçam as seguintes fórmulas:

$$R_{TEPc_t}^D = Pg \times TGCS \quad (53)$$

$$R_{TEPc_t}^D = RTP_t^c + RTW_t^c \quad (54)$$

$$\frac{RTP_t^c}{RTW_t^c} = \alpha \quad (55)$$

$$RTP_t^c = \left[ Pt_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^P\right)^{-1} + \sum_n \left[ \sum_i Pt_{i,n,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^P\right) \right] \right] \times TPt_t^{EPc} \quad (56)$$

$$RTW_t^c = \sum_{h'} Wh'_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^{h'}\right)^{-1} TWh_t^{EPc} + \quad (57)$$

$$\sum_n \sum_i \left[ \sum_{h'} Wh'_{i,n,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^{h'}\right) \right] \times TWh_t^{EPc}$$

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)

$j$  Nível de tensão  $j$  ( $j = AT, MT$  e  $BT$  com  $j \geq n$ )

em que:

$P_g$  Potência líquida garantida (90% da potência referida à emissão)

$TGCS$  Preço associado ao investimento com turbinas a gás de ciclo simples correspondendo a uma anuidade em Euros por ano

$RTP^C$  Proveitos da parcela de capacidade referente ao termo de potência tomada

$RTW^C$  Proveitos da parcela de capacidade referente ao termo de energia activa

$\alpha$  Parâmetro fixado para cada período de regulação que estabelece a afectação dos proveitos da parcela de capacidade ao termo de potência tomada e ao termo de energia activa

$P_{t_{i,n,t}}$  Potência tomada das entregas aos clientes da opção tarifária  $i$  do nível de tensão  $n$ , prevista para o ano  $t$

$\gamma_j^h$  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 MAT/AT

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

$$\gamma_{MAT/AT}^h = \frac{1 + \gamma_{AT/RNT}^h}{1 + \gamma_{MAT}^h} - 1 \quad (58)$$

em que:

$\gamma_{MAT}^h$  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  $h$ .

### Artigo 83.º

#### Regras de conversão da tarifa de Energia e Potência

1 - Os preços da tarifa de Energia e Potência estabelecidos no Artigo 80.º e no Artigo 81.º são convertidos para as opções tarifárias e para os vários níveis de tensão por aplicação dos factores de ajustamento para perdas, tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 4 - do Artigo 80.º e no Artigo 81.º.

2 - Nos termos do número anterior, a aplicação dos preços da tarifa de Energia e Potência convertida às quantidades entregues a cada cliente final, proporciona um conjunto de proveitos por termo tarifário idêntico ao que resultaria da aplicação dos preços da tarifa às quantidades entregues, devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT.

### Secção II

#### Metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema

### Artigo 84.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 67.º do Regulamento Tarifário, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{UGS} = \sum_h Wh_t \times TWh_t^{UGS} \quad (59)$$

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  $t$ .

$Wh_{i,t}$  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:

$$TWh_t^{UGS} = A^{UGS} + CmgWh^s \quad (60)$$

em que:

$CmgWh^s$  Custo marginal de energia no período horário  $h$  imputável aos serviços de sistema

$A^{UGS}$  Factor de escala aditivo comum a aplicar ao custo marginal de energia imputável aos serviços de sistema.

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

#### Artigo 85.º

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

1 - Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes finais do SEP e a clientes não vinculados 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, definidos no Artigo 74.º do Regulamento Tarifário, de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{UGS_t}^D = & \sum_h \left[ Wh_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^h\right)^{-1} \times TWh_t^{UGS} \right] + \\ & + \sum_n \left[ \sum_i \left[ \sum_h Wh_{i,n,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^h\right) \times TWh_t^{UGS} \right] \right] \end{aligned} \quad (61)$$

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 finais do SEP, da opção tarifária $i$ , prevista para o ano $t$
$\gamma_j^h$	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.

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.

2 - As quantidades a considerar no cálculo desta tarifa são as energias activas entregues a clientes finais do SEP e a clientes não vinculados, previstas para o ano  $t$ , devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT.

3 - 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.



## Artigo 86.º

Regras de conversão da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar a clientes finais

1 - Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes finais do SEP e a clientes não vinculados são convertidos para as opções tarifárias e para os vários níveis de tensão por aplicação dos factores de ajustamento para perdas, referidas no artigo anterior.

2 - Nos termos do número anterior, a aplicação dos preços da tarifa convertida às quantidades entregues a cada cliente final deve proporcionar um conjunto de proveitos por termo tarifário idêntico ao que resultaria da aplicação da tarifa não convertida às quantidades entregues devidamente ajustadas para perdas até à saída da RNT.

## Secção III

### Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Transporte

## Artigo 87.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 68.º do Regulamento Tarifário, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^T = \sum_n \left[ Pt_{n,t} \times TPt_{n,t}^T + Wrf_{n,t} \times TWrf_{n,t}^T + Wrr_{n,t} \times TWrr_{n,t}^T \right] \quad (62)$$

com:

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

em que:

$Pt_{n,t}$	Potência tomada das entregas ou aquisições do tipo $i$ no nível de tensão $n$ , 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.
$TPt_{n,t}^T$	Preço da potência tomada da tarifa de Uso da Rede de Transporte no nível de tensão $n$ , no ano $t$
$Wrf_{n,t}$	Energia reactiva fornecida nas ligações das subestações da RNT às redes de 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 de 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 tomada 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:

$$TPt_{MAT,t}^T = K^T \times Cmg Pt_{MAT}^T \quad (63)$$

$$TPt_{AT,t}^T = K^T \times Cmg Pt_{AT}^T \quad (64)$$

em que:

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

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

$K^T$  Factor de escala comum a aplicar ao custo incremental das potências tomadas da rede de transporte em MAT e AT.

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

### Artigo 88.º

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

1 - Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte em AT e em MAT a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes finais do SEP e a clientes não vinculados são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas nos n.ºs 2 e 3 proporcione o montante de proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados, definidos no Artigo 75.º do Regulamento Tarifário, de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URT,t}^D = & Pt_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^P)^{-1} \times TPt_{MAT,t}^T + Wrf_{MAT,t} \times TWr_{MAT,t}^T + \\ & + Wrr_{MAT,t} \times TWrr_{MAT,t}^T + \sum_n \left[ \sum_i Pt_{i,n,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^P) \times TPt_{AT,t}^T \right] \end{aligned} \quad (65)$$

com:

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

em que:

- $Pt_{MAT,t}$  Potência tomada das entregas aos clientes de MAT, previstas para o ano  $t$
- $TPt_{MAT,t}^T$  Preço da potência tomada 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 $t$
$Pt_{i,n,t}$	Potência tomada das entregas aos clientes do nível de tensão $n$ e, no caso dos clientes finais do SEP, da opção tarifária $i$ , previstas para o ano $t$
$TPt_{AT,t}^T$	Preço da potência tomada da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, no ano $t$
$\gamma_j^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário de horas de ponta no nível de tensão $j$
$\gamma_{MAT/AT}^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário de horas de ponta relativo à transformação de MAT / AT.

e repercutindo na estrutura dos preços de potência tomada da tarifa de Uso da Rede de Transporte, a estrutura dos custos incrementais de potência nos termos do estabelecido no artigo anterior.

2 - As quantidades a considerar no seu cálculo são as potências tomadas dos fornecimentos a clientes finais, previstas para o ano  $t$ , devidamente ajustadas para perdas e referidas à saída da RNT.

3 - Para os fornecimentos dos clientes em MAT consideram-se as quantidades de energia reactiva.

4 - Para efeitos do n.º 2 são considerados diagramas de carga tipo desagregados em quatro períodos horários.

#### Artigo 89.º

Regras de conversão da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar a clientes finais

1 - Os preços de potência da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes finais do SEP e a clientes não vinculados são convertidos para as opções tarifárias e para os vários níveis de tensão por aplicação dos factores de

ajustamento para perdas e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 4 do artigo anterior.

2 - Nos termos do número anterior, a aplicação dos preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte convertida às quantidades entregues a clientes finais proporciona um conjunto de proveitos, idêntico ao que resultaria da aplicação da tarifa não convertida às mesmas quantidades devidamente ajustadas para perdas.

3 - A conversão do preço de potência tomada em preços de energia activa definida no Artigo 49.º deve permitir a recuperação de um montante de receitas equivalente à aplicação de um preço de potência tomada nas opções tarifárias de BTN.

## Secção IV

### Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição

#### Artigo 90.º

##### Metodologia de cálculo das tarifas de Uso da Rede de Distribuição

1 - 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 são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas nos n.ºs 2 e 3 proporcione o montante de proveitos permitidos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, definidos no Artigo 70.º do Regulamento Tarifário, de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^D = \tilde{R}_t^{D-ATeMT} + \tilde{R}_t^{D-BT} \quad (66)$$

$$\tilde{R}_t^{D-ATeMT} = \tilde{R}_{URDAT,t} + \tilde{R}_{URDMT,t} \quad (67)$$

$$\tilde{R}_t^{D-BT} = \tilde{R}_{URDBT,t} \quad (68)$$

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  $t$

$\tilde{R}_{URDMT,t}$  Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT, no ano  $t$

$\tilde{R}_{URDBT,t}$  Proveitos proporcionados pela aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, no ano  $t$ .

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URDAT,t} = & \sum_i \left( P_{C_{iAT,t}} \times TP_{C_{iAT,t}}^D + P_{t_{iAT,t}} \times TP_{t_{iAT,t}}^D + W_{rf_{iAT,t}} \times TW_{rf_{iAT,t}}^D + \right. \\ & \left. + W_{rr_{iAT,t}} \times TW_{rr_{iAT,t}}^D \right) + \sum_n \sum_i P_{t_{i,n,t}} \times \prod_j (1 + \gamma_j^P) \times (TP_{C_{iAT,t}}^D + TP_{t_{iAT,t}}^D) \end{aligned} \quad (69)$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URDMT,t} = & \sum_i \left( P_{C_{iMT,t}} \times TP_{C_{iMT,t}}^D + P_{t_{iMT,t}} \times TP_{t_{iMT,t}}^D + W_{rf_{iMT,t}} \times TW_{rf_{iMT,t}}^D + \right. \\ & \left. + W_{rr_{iMT,t}} \times TW_{rr_{iMT,t}}^D \right) + \sum_i P_{t_{iBT,t}} \times (1 + \gamma_{BT}^P) \times (TP_{C_{iMT,t}}^D + TP_{t_{iMT,t}}^D) \end{aligned} \quad (70)$$

$$\begin{aligned} \tilde{R}_{URDBT,t} = & \sum_i \left( P_{C_{iBT,t}} \times TP_{C_{iBT,t}}^D + P_{t_{iBT,t}} \times TP_{t_{iBT,t}}^D + W_{rf_{iBT,t}} \times TW_{rf_{iBT,t}}^D + \right. \\ & \left. + W_{rr_{iBT,t}} \times TW_{rr_{iBT,t}}^D \right) \end{aligned} \quad (71)$$

com:

$n$  Nível de tensão  $n$  ( $n = \text{MT e BT}$ )

$i$  Opções tarifárias  $i$  de cada nível de tensão MT e BT

$j$  Nível de tensão  $j$  ( $j = \text{MT e BT com } j \geq n$ )

em que, com  $m = \text{AT, MT e BT}$ :

$TP_{C_{m,t}}^D$  Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão  $m$ , no ano  $t$

$TP_{t_{m,t}}^D$  Preço da potência tomada 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 $n$ e no caso de clientes finais do SEP da opção tarifária $i$ , previstas para o ano $t$
$Pt_{i,m,t}$	Potência tomada das entregas aos clientes do nível de tensão $m$ e no caso de clientes finais 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 finais do SEP da opção tarifária $i$ , previstas para o ano $t$
$Wrr_{i,m,t}$	Energia reactiva fornecida e recebida das entregas aos clientes do nível de tensão $m$ e no caso de clientes finais do SEP da opção tarifária $i$ , previstas para o ano $t$ .

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:

$$TPC_{n,t}^D = K^{D-ATeMT} \times Cmg P c_n^D \quad (\text{A})$$

$$TPt_{n,t}^D = K^{D-ATeMT} \times Cmg P t_n^D \quad (\text{B})$$

com:

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

em que:

$Cmg P c_n^D$  Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição do nível de tensão  $n$

$Cmg P t_n^D$  Custo incremental da potência tomada da rede de distribuição do nível de tensão  $n$

$K^{D-ATeMT}$  Factor de escala comum a aplicar ao custo incremental das potências tomada e contratada das redes de distribuição em AT e MT.

b) em BT por aplicação de um factor de escala multiplicativo:

$$TPC_{BT,t}^D = K^{D-BT} \times Cmg P_{C_{BT}}^D \quad (C)$$

$$TPt_{BT,t}^D = K^{D-BT} \times Cmg P_{t_{BT}}^D \quad (D)$$

em que:

$Cmg P_{C_{BT}}^D$  Custo incremental da potência contratada da rede de distribuição em BT

$Cmg P_{t_{BT}}^D$  Custo incremental da potência tomada da rede de distribuição em BT

$K^{D-BT}$  Factor de escala comum a aplicar ao custo incremental das potências tomada e contratada da rede de distribuição em BT.

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas referidas no n.º 1 são as potências contratadas, potências tomadas e as energias reactivas dos fornecimentos a clientes finais do SEP e a clientes não vinculados, devidamente ajustadas para perdas até à saída de cada uma das redes.

3 - Nos fornecimentos realizados a tensões inferiores, o preço da potência contratada aplica-se à potência tomada e a energia reactiva não é facturada.

4 - Para efeitos do n.º 3 são considerados diagramas de carga tipo desagregados em quatro períodos horários.

### Artigo 91.º

Regras de conversão das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e em MT a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes finais

1 - Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e em MT são convertidos para os níveis de tensão a jusante e opções tarifárias por aplicação dos factores de ajustamento para perdas e dos diagramas de carga tipo referidos no n.º 4 do artigo anterior.

2 - Nos termos do número anterior, a aplicação dos preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição convertidas às quantidades entregues a clientes finais proporciona um conjunto de



proveitos, idêntico ao que resultaria da aplicação dos preços das tarifas não convertidas às mesmas quantidades devidamente ajustadas para perdas.

3 - A conversão do preço de potência tomada em preços de energia activa definida no Artigo 56.º, Artigo 58.º e Artigo 59.º deve permitir a recuperação de um montante de receitas equivalente à aplicação de um preço de potência tomada nas opções tarifárias de BTN.

## Secção V

### Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização de Redes

#### Artigo 92.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização de Redes a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes finais

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, definidos no Artigo 71.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{NT,t}^{CR} = \sum_n \sum_i (NC_{i,n,t} \times TF_{NT,t}^{CR}) \quad (72)$$

$$\tilde{R}_{BTE,t}^{CR} = \sum_i NC_{iBTE,t} \times TF_{BTE,t}^{CR} \quad (73)$$

$$\tilde{R}_{BTN,t}^{CR} = \sum_i NC_{iBTN,t} \times TF_{BTN,t}^{CR} \quad (74)$$

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 fixo da tarifa de Comercialização de Redes em MAT, AT e MT, no ano  $t$

$TF_{BTE,t}^{CR}$	Preço fixo da tarifa de Comercialização de Redes em BTE, no ano $t$
$TF_{BTN,t}^{CR}$	Preço 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 finais 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 finais 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 93.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Comercialização no SEP a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes finais 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, definidos no Artigo 72.º, de acordo com as seguintes expressões:

$$\tilde{R}_{NT,t}^{CE} = \sum_n \sum_i (NC_{i,n,t} \times TF_{NT,t}^{CE}) \quad (75)$$

$$\tilde{R}_{BTE,t}^{CE} = \sum_i NC_{iBTE,t} \times TF_{BTE,t}^{CE} \quad (76)$$

$$\tilde{R}_{BTN,t}^{CE} = \sum_i NC_{iBTN,t} \times TF_{BTN,t}^{CE} \quad (77)$$

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 fixo da tarifa de Comercialização no SEP em MAT, AT e MT, no ano  $t$
- $TF_{BTE,t}^{CE}$  Preço fixo da tarifa de Comercialização no SEP em BTE, no ano  $t$
- $TF_{BTN,t}^{CE}$  Preço 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  $t$
- $NC_{iBTE,t}$  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 no SEP correspondem ao número de clientes finais do SEP em cada nível de tensão e opção tarifária.

## Secção VII

### Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais

#### Artigo 94.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelos distribuidores vinculados a clientes finais do SEP

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais 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 finais do SEP de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCF} = \tilde{R}_{TEP,t}^D + \tilde{R}_{UGS,t}^{D-SEP} + \tilde{R}_{URT,t}^{D-SEP} + \tilde{R}_t^{D-SEP} + \tilde{R}_t^{CR-SEP} + \tilde{R}_t^{CE} \quad (78)$$

em que:

$\tilde{R}_{TEP,t}^D$	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 $t$
$\tilde{R}_t^{D-SEP}$	Proveitos permitidos aos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos no âmbito do SEP, no ano $t$
$\tilde{R}_{URT,t}^{D-SEP}$	Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte aos fornecimentos no âmbito do SEP, no ano $t$
$\tilde{R}_t^{CR-SEP}$	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

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCF} = & \sum_n \sum_i \left[ \sum_h (Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCF}) + Pc_{i,n,t} \times TPc_{i,n,t}^{TVCF} + Pt_{i,n,t} \times TPt_{i,n,t}^{TVCF} + \right. \\ & \left. + Nc_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCF} + Wrf_{i,n,t} \times TWrf_{i,n,t}^{TVCF} + Wrr_{i,n,t} \times TWrr_{i,n,t}^{TVCF} \right] + \\ & + Pc_{iBTN,t} \times TPc_{iBTN,t}^{TVCF} + \sum_{h'} (Wh'_{iBTN,t} \times TWh'_{iBTN,t}^{TVCF}) \end{aligned} \quad (79)$$

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 $t$
$Pt_{i,n,t}$	Potência tomada na opção tarifária $i$ , no nível de tensão ou tipo de fornecimento $n$ , prevista para o ano $t$
$TPt_{i,n,t}^{TVCF}$	Preço da potência tomada 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 fixo de 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 $t$
$PC_{i_{BTN},t}$	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  $t$

$TPh'_{iBTN,t}{}^{TVCF}$  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 são as potências contratadas, potências tomadas, energias activas e reactivas por período tarifário e, número de clientes relativos aos fornecimentos a clientes finais 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 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 são estabelecidos anualmente.

5 - Sem prejuízo do número anterior, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais de MAT, AT e MT serão 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 e potência afecto aos fornecimentos em MAT, AT e MT.

6 - De forma a repercutir os ajustamentos trimestrais do encargo variável de aquisição de energia e potência afectos aos fornecimentos em MAT, AT e MT, nos termos do artigo anterior, os preços das tarifas de venda a clientes finais em MAT, AT e MT serão ajustados em cada trimestre de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta V_{tri}^{NT} = \sum_n \sum_i \sum_h (Wh_{i,n,tri} \times \Delta TWh_{i,n,tri}{}^{TVCF}) \quad (80)$$

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

em que:

$\Delta V_{tri}^{NT}$  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 69.º

$Wh_{n,tri}$  Energia activa entregue no período horário *h*, na opção tarifária *i*, no nível de tensão *n*, prevista para o ano trimestre *tri*

$\Delta TWh_{i,n,tri}^{TVCF}$  Ajuste ao preço da energia activa entregue no período horário *h*, na opção tarifária *i*, no nível de tensão *n*, no trimestre *tri*.

7 - Às tarifas de Venda a Clientes Finais de BT aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos em BT definido na Secção III do Capítulo IV, por forma a limitar os aumentos de preços à taxa de inflação esperada para cada ano.

#### Artigo 95.º

##### Mecanismo de convergência para tarifas aditivas

1 - A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais 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 tomada 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:

$$TVCF_i \times Q_i = TVCF_i^* \times Q_i^* \quad (81)$$

em que:

$TVCF_i$  Tarifas de venda aos clientes finais de MAT, AT, MT e BTE por opção tarifária *i* com a nova estrutura tarifária

$TVCF_i^*$  Tarifas de venda aos clientes finais de MAT, AT, MT e BTE por opção tarifária *i* com a estrutura tarifária de 2001.

$Q_i^*$  Quantidades vendidas aos clientes finais 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 finais 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  $\delta_t$  de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta_t = \frac{\sum_i TVCF_{i,t} \times Q_{i,t}}{\sum_i TVCF_{i,t-1} \times Q_{i,t}} \quad (82)$$

e

$$\sum_i TVCF_{i,t} \times Q_{i,t} = \tilde{R}_t^{TVCF} \quad (83)$$

em que:

$TVCF_{i,t}$  Tarifas de Venda a Clientes Finais por opção tarifária  $i$ , no ano  $t$

$Q_{i,t}$  Quantidades vendidas a clientes finais do SEP, por termo tarifário e opção tarifária  $i$ , previstas para o ano  $t$ .

4 - Caso o valor de  $\delta_t$  seja inferior à evolução do índice de preços implícitos no consumo

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

$$\delta_t < \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (84)$$

então os preços das tarifas de venda a clientes finais do ano  $t$  são calculados de acordo com a seguinte metodologia:

$$Tx_{i,n,t} = \text{Min} \left\{ Tx_{i,n,t-1} \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}}; Tx_{i,n,t}^a \right\} \text{ se } Tx_{i,n,t-1} \leq Tx_{i,n,t}^a \quad (85)$$

$$Tx_{i,n,t} = \text{Max} \left\{ Tx_{i,n,t-1} \times k; Tx_{i,n,t}^a \right\} \text{ se } Tx_{i,n,t-1} > Tx_{i,n,t}^a \quad (86)$$

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  $k < \delta_t$ , é calculado por forma a que os proveitos permitidos referidos no número 1 do artigo anterior sejam recuperados.

5 - Caso o valor de  $\delta_t$  seja igual à evolução do índice de preços implícitos no consumo privado

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

$$\delta_t = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (87)$$

então as tarifas de Venda a Clientes Finais 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:

$$TVCF_t = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \times TVCF_{t-1} \quad (88)$$

6 - Caso o valor de  $\delta_t$  exceda a evolução do índice de preços implícitos no consumo privado

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

$$\delta_t > \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (89)$$

então às tarifas de Venda a Clientes Finais em BT aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos em BT definido na Secção III do Capítulo IV, e as tarifas a aplicar em NT (MAT, AT e MT) mantendo a estrutura do ano  $t-1$  por aplicação de igual acréscimo tarifário a todos os termos tarifários, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_t^{NT} = \delta_t \times TVCF_{t-1}^{NT} \quad (90)$$

### Artigo 96.º

#### Mecanismo de extinção dos descontos

Sem prejuízo do artigo anterior, a extinção do desconto aplicado aos clientes finais 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 de MAT e AT será incluído nos preços das tarifas aplicáveis de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{i_n}^D = TVCF_{i_n} \times D_n \quad (91)$$

em que:

$i$	Opção tarifária $i$ do nível de tensão $n$
$n$	Nível de tensão $n$ ( $n = \text{MAT e AT}$ )
$TVCF_{i_n}^D$	Tarifas de Venda aos Clientes Finais da opção tarifária $i$ do nível de tensão $n$ , com consideração do desconto
$TVCF_{i_n}$	Tarifas de Venda aos Clientes Finais 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:

$$D_n = \frac{R_{f2000}^{TVCF_n}}{R_{2000}^{TVCF_n}} \quad (92)$$

em que:

$n$	Nível de tensão $n$ ( $n = \text{MAT e AT}$ )
$R_{f2000}^{TVCF_n}$	Proveitos facturados aos clientes finais 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 de MT será progressivamente anulado por aplicação dos seguintes factores multiplicativos, que incidem sobre o valor total da factura correspondente à aplicação do tarifário em vigor:

2002	0,91
2003	0,94
2004	0,97
2005 e anos seguintes	1

## **Capítulo VI**

### **Procedimentos**

#### **Secção I**

#### **Disposições gerais**

##### Artigo 97.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 - do presente artigo.
- 2 - Para os fornecimentos da entidade concessionária da RNT ao distribuidor vinculado e para os fornecimentos aos clientes finais em MAT, AT e MT as tarifas são actualizadas trimestralmente.
- 3 - Os procedimentos associados à fixação e actualização das tarifas são definidos na Secção II.
- 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 III.

##### Artigo 98.º

##### Período de regulação

- 1 - O período de regulação é de três anos.
- 2 - Para cada período de regulação são fixados os valores dos parâmetros incluídos nas expressões que estabelecem os montantes de proveitos permitidos em cada uma das actividades da entidade concessionária da RNT e dos distribuidores vinculados.
- 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 IV.
- 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 V.

## **Secção II**

### **Fixação das tarifas**

#### Artigo 99.º

##### Informação a fornecer pela entidade concessionária da RNT

1 - A entidade concessionária da RNT, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano  $t-1$ , a seguinte informação, com a desagregação prevista no presente regulamento e nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE:

- 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 o ano seguinte  $t$ ;
- d) Balanço de energia eléctrica relativamente ao ano anterior  $t-2$ , ao ano em curso  $t-1$  e ao ano seguinte  $t$ .

2 - A informação prevista no número anterior deve satisfazer o estabelecido no Capítulo IV do presente regulamento, designadamente no n.º 1 - do Artigo 12.º.

3 - 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  $t-1$ .

4 - O balanço de energia eléctrica referido no n.º 1 - refere-se apenas às actividades da entidade concessionária da RNT e deve conter toda a informação necessária para a aplicação do presente regulamento.

5 - Os investimentos referidos no n.º 1 -, para além dos valores em unidades monetárias, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

6 - A entidade concessionária da RNT, com vista à fixação anual de tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano  $t-1$ , a seguinte informação suficientemente discriminada em

energia activa por período tarifário e por período horário, potência tomada, energia reactiva recebida e fornecida e número de clientes não vinculados por nível de tensão, verificada no ano anterior  $t-2$ :

- a) Fornecimentos de energia eléctrica aos distribuidores vinculados no ano  $t-2$ ;
- b) Aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial no ano  $t-2$ ;
- c) Fornecimentos de energia eléctrica aos clientes não vinculados no ano  $t-2$ .

7 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até ao mês seguinte ao fecho de um trimestre  $i$ , informação sobre:

- a) As quantidades mensais de energia eléctrica adquiridas às centrais de produção do SEP no trimestre  $i$ ;
- b) Os encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica às centrais de produção do SEP, verificadas nos três meses do trimestre  $i$ ;
- c) Os movimentos mensais de correcção de hidraulicidade no trimestre  $i$ .

## Artigo 100.º

### Informação a fornecer pelos distribuidores vinculados

1 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano  $t-1$ , a seguinte informação com a desagregação prevista no presente regulamento e nas normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE:

- 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 o ano seguinte  $t$ ;
- d) Balanço de energia eléctrica relativamente ao ano anterior  $t-2$ , ao ano em curso  $t-1$  e ao ano seguinte  $t$ .

2 - A informação prevista no número anterior deve satisfazer o estabelecido no Capítulo VI, designadamente no n.º 1 - do Artigo 109.º.

3 - 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  $t-1$ .

4 - A informação relativa ao número de clientes finais deve ser suficientemente discriminada, designadamente por tipo de cliente final, vinculado e não vinculado, e por nível de tensão.

5 - Cada um dos distribuidores vinculados, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano  $t-1$ , a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa e reactiva, potência e número de clientes, verificada no ano anterior  $t-2$ :

- a) Fornecimentos de energia eléctrica aos clientes finais 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 no Artigo 95.º, Artigo 96.º e Artigo 97.º.

6 - As energias activa e reactiva devem ser discriminadas por nível de tensão, por opção tarifária, por período tarifário e por período horário.

7 - As potências devem ser discriminadas em potência contratada e potência tomada por nível de tensão e por opção tarifária.

8 - O número de clientes deve ser discriminado para cada mês por tipo de cliente final, por nível de tensão, e no caso de clientes finais do SEP, por opção tarifária e por escalão de potência na BTN.

9 - A informação anterior relativa aos fornecimentos dos clientes finais do SEP de MAT, AT e MT deve ser enviada trimestralmente até ao mês seguinte ao fecho de cada trimestre.

10 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE até ao mês seguinte ao fecho de um trimestre  $i$ , o balanço de energia eléctrica relativo ao trimestre  $i$ .

#### Artigo 101.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, com vista à obtenção de uma coerência global.

2 - Havendo motivos suficientes para alterar as previsões de consumos de energia eléctrica, as entidades referidas no n.º 1 - podem apresentar uma proposta de ajustamentos aos balanços de energia eléctrica globais previstos no número anterior, até 15 de Setembro, tendo estes ajustamentos de ser acompanhados das justificações adequadas.

## Artigo 102.º

### Custos marginais por actividade

- 1 - A ERSE, com vista à análise da estrutura das tarifas reguladas define os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos marginais.
- 2 - A entidade concessionária da RNT, tendo em atenção os valores estabelecidos nos termos do número anterior, deve enviar à ERSE valores relativos aos custos marginais de produção, aos custos marginais imputáveis aos serviços de sistema e aos custos incrementais de transporte de energia eléctrica, até 1 de Maio de cada ano.
- 3 - Os distribuidores vinculados, tendo em atenção os valores estabelecidos nos termos do n.º 1 -, devem enviar à ERSE valores relativos aos custos incrementais de distribuição, até 1 de Maio de cada ano.
- 4 - A informação referida nos n.ºs 2 - e 3 - deve ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a determinação da estrutura dos respectivos custos marginais.

## Artigo 103.º

### Activos da entidade concessionária da RNT a remunerar

A ERSE, com vista à definição dos activos a remunerar, nos termos do estabelecido no Capítulo V, 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 para o ano seguinte  $t$ .

## Artigo 104.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 99.º e tendo em atenção o referido no n.º 1 - do Artigo 101.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 uma proposta de ajustamentos aos valores estabelecidos no número anterior, até 15 de Setembro, acompanhada das justificações adequadas.



### Artigo 105.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 100.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 propostas de ajustamento aos valores estabelecidos no número anterior, até 15 de Setembro, acompanhadas das justificações adequadas.

### Artigo 106.º

#### Fixação das tarifas

- 1 - A ERSE estabelece o valor dos proveitos permitidos para cada uma das actividades da entidade concessionária da RNT e dos distribuidores vinculados, 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 nova redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro.
- 4 - A ERSE envia a proposta ao Conselho Tarifário, para efeitos de emissão do parecer previsto no n.º 1 do Artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho.
- 5 - A proposta referida no n.º 2 - é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados em MT e AT.
- 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 o parecer do Conselho Tarifário, procede à elaboração do tarifário para o ano seguinte.
- 8 - A ERSE envia o tarifário elaborado nos termos do número anterior para a Imprensa Nacional, com vista à sua publicação até 15 de Dezembro, no Diário da República, II Série.

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 -Para efeitos do ajuste trimestral automático dos encargos variáveis de aquisição de energia, nos termos previstos no Artigo 69.º, no Artigo 81.º e no Artigo 94.º, as entidades referidas no n.º 1 - devem enviar à ERSE a informação necessária, até ao final do mês seguinte ao do fecho do trimestre.

12 -A ERSE estabelece os valores dos ajustes e procede à sua divulgação até ao dia 15 do último mês do trimestre em que recebe a informação e à sua publicação no Diário da República até ao final desse mês.

### **Secção III**

#### **Fixação excepcional das tarifas**

##### **Artigo 107.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 ou por associações de consumidores.

2 - O processo de alteração fora do período normal estabelecido na Secção II pode ocorrer se, nomeadamente, no decorrer dum determinado ano o montante previsto de proveitos decorrentes 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, ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados.

## Artigo 108.º

### Fixação das tarifas

- 1 - A ERSE solicita à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados 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 nova redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro.
- 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 29.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho.
- 5 - A proposta referida no n.º 2 - é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados.
- 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 o parecer do Conselho Tarifário, procede à elaboração final das novas tarifas.
- 8 - A ERSE envia as tarifas elaboradas nos termos do número anterior para a Imprensa Nacional, com vista a publicação no Diário da República, II Série.
- 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 IV**

### **Fixação dos parâmetros para novo período de regulação**

## Artigo 109.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, com vista à obtenção de uma coerência global.

5 - A apreciação conjunta prevista no número anterior permite a elaboração de balanços de energia eléctrica globais e coerentes, até 15 de Abril.

### Artigo 110.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 unidades monetárias, são acompanhados por uma adequada caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração das obras mais significativas.

## Artigo 111.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 98.º.
- 2 - A ERSE envia à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados os valores dos parâmetros estabelecidos.
- 3 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário os valores dos parâmetros, para efeitos de emissão de parecer.
- 4 - O Conselho Tarifário emite parecer no prazo máximo de 30 dias contínuos.
- 5 - A ERSE estabelece os valores definitivos até 1 de Outubro, enviando-os à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados.
- 6 - O parecer do Conselho Tarifário é tornado público pela ERSE.
- 7 - Havendo motivos suficientes a ERSE pode alterar as datas previstas neste artigo.

## Artigo 112.º

### Tarifas para o primeiro ano do novo período

- 1 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 110.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 110.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 109.º, para o ano em curso  $t-1$  e para o primeiro ano do novo período de regulação  $t$ , até 1 de Setembro, acompanhados das justificações adequadas.
- 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, acompanhadas das justificações adequadas.

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 106.º é aplicável à fixação das tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação.

## **Secção V**

### **Revisão excepcional dos parâmetros de um período de regulação**

#### **Artigo 113.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.

2 - A ERSE dá conhecimento da sua intenção de iniciar uma revisão excepcional dos parâmetros ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados, 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 e os distribuidores vinculados enviam 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 prossegue o processo de revisão excepcional dos parâmetros.

6 - A ERSE dá conhecimento da sua decisão ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados.

#### **Artigo 114.º**

##### **Fixação dos novos valores dos parâmetros**

1 - No caso da 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 e aos distribuidores vinculados.

- 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 e aos distribuidores vinculados.
- 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 e aos distribuidores vinculados 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 e aos distribuidores vinculados.
- 10 - O parecer do Conselho Tarifário é tornado público pela ERSE.

## **Secção VI**

### **Procedimentos decorrentes de alteração nas licenças de distribuição vinculada**

#### **Artigo 115.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 separada;
  - b) A distribuição de energia eléctrica em BT num dado concelho deixar de ser efectuada pelos distribuidores vinculados em BT separado, 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 116.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 4 - do Artigo 32.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 117.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 32.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.

#### Artigo 118.º

#### Medidas com alterações do Regulamento Tarifário

No caso de optar pela revisão do Regulamento Tarifário, a ERSE inicia o respectivo processo de revisão.

### **Secção VII**

#### **Documentos complementares ao Regulamento Tarifário**

#### Artigo 119.º

#### Documentos

Sem prejuízo de outros documentos que o presente regulamento possa estabelecer, 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;
- b) Parâmetros estabelecidos para cada período de regulação;
- c) Regras e metodologias complementares.

#### Artigo 120.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 são tornados públicos.

## **Capítulo VII**

### **Garantias administrativas e reclamações**

#### **Secção I**

#### **Garantias administrativas**

##### **Artigo 121.º**

##### **Admissibilidade de petições, queixas e reclamações**

1 - As entidades interessadas podem apresentar quaisquer petições, queixas ou reclamações contra acções ou omissões da entidade concessionária da RNT ou dos distribuidores vinculados, 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 122.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 123.º**

##### **Instrução**

1 - A instrução e decisão sobre as petições, queixas e 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 124.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 e para os distribuidores vinculados, 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 da indemnização dos danos causados.

## Artigo 125.º

### Impugnação das decisões da ERSE

1 - Das decisões e deliberações de órgãos da ERSE pode reclamar-se, nos termos previstos no Código do Procedimento Administrativo.

2 - As reclamações são dirigidas ao Conselho de Administração da ERSE.

3 - As reclamações devem ser fundamentadas e, sempre que possível, acompanhadas da indicação dos meios de prova adequados.

## **Secção II**

### **Reclamações**

## Artigo 126.º

### Apresentação de reclamações

1 - Sem prejuízo do disposto no Regulamento de Relações Comerciais, os interessados podem apresentar reclamações junto da entidade do SEP com quem se relacionam contratual ou comercialmente, sempre que considerem que os seus direitos não foram devidamente acautelados, em violação do disposto no presente regulamento e na demais legislação aplicável.

2 - As reclamações podem ser apresentadas por escrito, por telefone ou pessoalmente nas instalações da entidade reclamada e deverão conter os elementos previstos, para o efeito, no Regulamento de Relações Comerciais.

## Artigo 127.º

### Tratamento das reclamações

- 1 - As entidades do SEP devem responder às reclamações que lhe são dirigidas, nos prazos e nos termos previstos no Regulamento de Relações Comerciais.
- 2 - Sempre que o tratamento de uma reclamação implique a realização de diligências, designadamente visitas às instalações de utilização dos clientes, medições ou verificação de equipamento de medição, o reclamante deve ser informado previamente dos seus direitos e obrigações, bem como dos resultados obtidos com as referidas diligências.
- 3 - O reclamante deve ainda ser informado das acções correctivas que deverá realizar se a causa da ocorrência reclamada for identificada na sua instalação de utilização, bem como sobre os encargos que eventualmente tenha de suportar em função do resultado das diligências que podem ser solicitadas.



## **Capítulo VIII**

### **Disposições finais**

#### **Artigo 128.º**

##### **Reclamação dos actos da ERSE**

- 1 - Sem prejuízo do recurso aos tribunais administrativos competentes, dos actos dos Órgãos da ERSE cabe reclamação para a mesma, nos termos do Código do Procedimento Administrativo.
- 2 - As reclamações são dirigidas ao Conselho de Administração da ERSE.
- 3 - Das reclamações apresentadas devem constar os fundamentos de facto e de direito, bem como os meios de prova necessários à sua instrução.

#### **Artigo 129.º**

##### **Pareceres interpretativos da ERSE**

- 1 - As entidades do SEP 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 e reclamações.
- 4 - O disposto no número anterior não prejudica a prestação de informações às entidades interessadas designadamente aos clientes finais.

#### **Artigo 130.º**

##### **Aplicação do regulamento no tempo**

Aos ajustamentos para os anos 2002 e 2003, previstos no presente regulamento, aplica-se o mecanismo de ajuste anual estabelecido no Artigo 22.º do anterior Regulamento Tarifário.

#### **Artigo 131.º**

##### **Norma remissiva**

Aos procedimentos administrativos previstos neste regulamento e não especificamente regulados aplicam-se as disposições do Código de Procedimento Administrativo.

**Artigo 132.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 do Regulamento, a ERSE goza das prerrogativas que lhe são conferidas pelo Decreto-Lei n.º 44/97, de 20 de Fevereiro.

**Artigo 133.º**

**Entrada em vigor**

1 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, o presente regulamento entra em vigor à data da publicação no Diário da República, II Série.

2 - Enquanto não forem publicadas as primeiras tarifas ao abrigo do presente regulamento, mantêm-se as tarifas em vigor à data da sua publicação.