

**PROPOSTA
DE
REGULAMENTO
TARIFÁRIO**

19 de Maio de 1998

ÍNDICE

| | |
|---|----|
| CAPÍTULO I - Disposições gerais | 1 |
| SECÇÃO I - Objecto, âmbito de aplicação, definições e prazos | 1 |
| Artigo 1.º - Objecto | 1 |
| Artigo 2.º - Âmbito | 1 |
| Artigo 3.º - Definições | 1 |
| Artigo 4.º - Prazos | 2 |
| SECÇÃO II - Princípios gerais | 3 |
| Artigo 5.º - Princípios | 3 |
| CAPÍTULO II - Tarifas reguladas | 5 |
| SECÇÃO I - Tarifas definidas no presente regulamento | 5 |
| Artigo 6.º - Tarifas | 5 |
| Artigo 7.º - Fixação das tarifas | 5 |
| SECÇÃO II - Tarifas a aplicar | 6 |
| Artigo 8.º - Utilização das redes do SEP pelo SENV | 6 |
| Artigo 9.º - Fornecimentos da entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados em MT e AT | 6 |
| Artigo 10.º - Fornecimentos dos distribuidores vinculados em MT e AT aos distribuidores vinculados em BT | 6 |
| Artigo 11.º - Fornecimentos a clientes finais | 7 |
| CAPÍTULO III - Separação contabilística por actividade na entidade concessionária da RNT | 9 |
| SECÇÃO I - Disposições gerais | 9 |
| Artigo 12.º - Separação contabilística | 9 |
| Artigo 13.º - Informação a fornecer à ERSE | 10 |
| SECÇÃO II - Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica | 11 |
| Artigo 14.º - Repartição de custos | 11 |
| Artigo 15.º - Repartição de proveitos | 11 |
| SECÇÃO III - Actividade de Gestão Global do Sistema | 12 |
| Artigo 16.º - Repartição de custos | 12 |
| Artigo 17.º - Repartição de proveitos | 12 |
| SECÇÃO IV - Actividade de Transporte de Energia Eléctrica | 13 |
| Artigo 18.º - Repartição de custos | 13 |
| Artigo 19.º - Repartição de proveitos | 13 |
| CAPÍTULO IV - Proveitos das tarifas da entidade concessionária da RNT | 15 |
| SECÇÃO I - Tarifa de Energia e Potência | 15 |
| Artigo 20.º - Fórmula básica | 15 |
| Artigo 21.º - Ajustamento anual | 18 |
| SECÇÃO II - Tarifa de Uso Global do Sistema | 20 |
| Artigo 22.º - Fórmula básica | 20 |
| Artigo 23.º - Ajustamento anual | 22 |
| SECÇÃO III - Tarifas de Uso da Rede de Transporte | 23 |
| Artigo 24.º - Fórmula básica | 23 |
| Artigo 25.º - Ajustamento anual | 24 |
| CAPÍTULO V - Separação contabilística por actividade nos distribuidores vinculados | 27 |

| | |
|--|----|
| SECÇÃO I - Disposições gerais..... | 27 |
| Artigo 26.º - Separação contabilística..... | 27 |
| Artigo 27.º - Informação a fornecer à ERSE..... | 27 |
| SECÇÃO II - Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica..... | 28 |
| Artigo 28.º - Detalhe da informação..... | 28 |
| Artigo 29.º - Repartição de custos..... | 28 |
| Artigo 30.º - Repartição de proveitos..... | 28 |
| SECÇÃO III - Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica..... | 29 |
| Artigo 31.º - Detalhe da informação..... | 29 |
| Artigo 32.º - Repartição de custos..... | 29 |
| Artigo 33.º - Repartição de proveitos..... | 30 |
| CAPÍTULO VI - Proveitos das tarifas da distribuição vinculada..... | 31 |
| SECÇÃO I - Tarifas de Uso da Rede de Distribuição..... | 31 |
| Artigo 34.º - Disposições gerais..... | 31 |
| Artigo 35.º - Fórmula básica..... | 31 |
| Artigo 36.º - Ajustamento anual..... | 34 |
| SECÇÃO II - Tarifas de Venda a Clientes Finais..... | 38 |
| Artigo 37.º - Disposições gerais..... | 38 |
| Artigo 38.º - Fórmula básica..... | 39 |
| Artigo 39.º - Ajustamento anual..... | 42 |
| SECÇÃO III - Mecanismo de limitação dos acréscimos em BT..... | 47 |
| Artigo 40.º - Limitação dos acréscimos em BT..... | 47 |
| Artigo 41.º - Mecanismo de limitação..... | 47 |
| Artigo 42.º - Regime excepcional..... | 50 |
| CAPÍTULO VII - Estrutura das tarifas..... | 51 |
| SECÇÃO I - Disposições gerais..... | 51 |
| Artigo 43.º - Princípios..... | 51 |
| Artigo 44.º - Níveis de Tensão..... | 51 |
| SECÇÃO II - Estrutura da tarifa de Energia e Potência..... | 52 |
| Artigo 45.º - Estrutura geral..... | 52 |
| Artigo 46.º - Períodos tarifários..... | 52 |
| Artigo 47.º - Potência a facturar..... | 53 |
| Artigo 48.º - Energia activa a facturar..... | 54 |
| SECÇÃO III - Estrutura da tarifa de Uso Global do Sistema..... | 54 |
| Artigo 49.º - Estrutura geral..... | 54 |
| Artigo 50.º - Energia activa a facturar..... | 54 |
| SECÇÃO IV - Estrutura das tarifas de Uso da Rede de Transporte..... | 55 |
| Artigo 51.º - Estrutura geral..... | 55 |
| Artigo 52.º - Potência a facturar..... | 55 |
| Artigo 53.º - Energia reactiva a facturar..... | 56 |
| Artigo 54.º - Períodos tarifários..... | 56 |
| SECÇÃO V - Estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição..... | 57 |
| Artigo 55.º - Estrutura geral..... | 57 |
| Artigo 56.º - Potência a facturar..... | 57 |
| Artigo 57.º - Energia reactiva a facturar..... | 58 |
| Artigo 58.º - Períodos tarifários..... | 58 |
| SECÇÃO VI - Estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais..... | 59 |
| Artigo 59.º - Estrutura geral..... | 59 |
| Artigo 60.º - Opções tarifárias..... | 59 |

| | |
|---|----|
| Artigo 61.º - Períodos tarifários | 61 |
| Artigo 62.º - Consumos sazonais | 63 |
| Artigo 63.º - Fornecimento em BTE e BTN | 63 |
| Artigo 64.º - Potência a facturar em MAT, AT, MT e BTE | 63 |
| Artigo 65.º - Potência a facturar em BTN | 64 |
| Artigo 66.º - Energia activa a facturar | 65 |
| Artigo 67.º - Energia reactiva a facturar | 65 |
| Artigo 68.º - Interruptibilidade | 66 |
| Artigo 69.º - Situações transitórias | 66 |
| SECÇÃO VII - Regime de interruptibilidade | 66 |
| Artigo 70.º - Âmbito | 66 |
| Artigo 71.º - Regime de interruptibilidade | 67 |
| Artigo 72.º - Contrato de interruptibilidade | 67 |
| Artigo 73.º - Potência interruptível | 67 |
| Artigo 74.º - Situações de interrupção | 67 |
| Artigo 75.º - Cumprimento da interrupção | 68 |
| Artigo 76.º - Desconto base mensal | 68 |
| Artigo 77.º - Desconto adicional por utilização | 69 |
| Artigo 78.º - Penalização por incumprimento | 71 |
| Artigo 79.º - Desconto efectivo | 72 |
| Artigo 80.º - Redução temporária da potência interruptível | 72 |
| Artigo 81.º - Rescisão do contrato pelo distribuidor vinculado | 73 |
| Artigo 82.º - Rescisão do contrato pelo cliente final | 73 |
| CAPÍTULO VIII - Procedimentos | 75 |
| SECÇÃO I - Disposições gerais | 75 |
| Artigo 83.º - Frequência de revisão das tarifas | 75 |
| Artigo 84.º - Período de regulação | 75 |
| SECÇÃO II - Fixação anual das tarifas | 76 |
| Artigo 85.º - Informação a fornecer pela entidade concessionária da RNT | 76 |
| Artigo 86.º - Informação a fornecer pelos distribuidores vinculados | 76 |
| Artigo 87.º - Balanço de energia eléctrica | 77 |
| Artigo 88.º - Activos da entidade concessionária da RNT a remunerar | 77 |
| Artigo 89.º - Custos e proveitos da entidade concessionária da RNT | 78 |
| Artigo 90.º - Custos e proveitos dos distribuidores vinculados | 78 |
| Artigo 91.º - Custos marginais | 78 |
| Artigo 92.º - Estruturas tarifárias | 79 |
| Artigo 93.º - Fixação das tarifas | 79 |
| SECÇÃO III - Fixação excepcional das tarifas | 80 |
| Artigo 94.º - Início do processo | 80 |
| Artigo 95.º - Fixação das tarifas | 80 |
| SECÇÃO IV - Fixação dos parâmetros para novo período de regulação | 81 |
| Artigo 96.º - Balanço de energia eléctrica | 81 |
| Artigo 97.º - Informação económico-financeira | 81 |
| Artigo 98.º - Fixação dos valores dos parâmetros | 82 |
| Artigo 99.º - Tarifas para o primeiro ano do novo período | 82 |
| SECÇÃO V - Revisão excepcional dos parâmetros de um período de regulação | 83 |
| Artigo 100.º - Início do processo | 83 |
| Artigo 101.º - Fixação dos novos valores dos parâmetros | 84 |

| | |
|--|----|
| SECÇÃO VI - Procedimentos decorrentes de alteração nas licenças de distribuição vinculada | 84 |
| Artigo 102.º- Início do processo | 84 |
| Artigo 103.º- Definição da solução a adoptar | 85 |
| Artigo 104.º- Medidas sem alteração do Regulamento Tarifário | 85 |
| Artigo 105.º- Medidas com alterações do Regulamento Tarifário | 86 |
| SECÇÃO VII - Documentos complementares ao Regulamento Tarifário | 86 |
| Artigo 106.º- Documentos | 86 |
| Artigo 107.º- Elaboração e divulgação | 86 |
| CAPÍTULO IX - Disposições finais e transitórias | 87 |
| SECÇÃO I - Disposições transitórias | 87 |
| Artigo 108.º- Desconto a clientes finais com potência superior ou igual a 4 MW | 87 |
| Artigo 109.º- Primeiro período de regulação | 88 |
| Artigo 110.º- Desconto a pequenos distribuidores vinculados em BT | 88 |
| Artigo 111.º- Interruptibilidade | 88 |
| SECÇÃO II - Disposições finais | 89 |
| Artigo 112.º- Reclamação dos actos da ERSE | 89 |
| Artigo 113.º- Pareceres interpretativos da ERSE | 89 |
| Artigo 114.º- Aplicação do regulamento no tempo | 89 |
| Artigo 115.º- Norma remissiva | 89 |
| Artigo 116.º- Fiscalização e aplicação do regulamento | 90 |
| Artigo 117.º- Entrada em vigor | 90 |

CAPÍTULO I

Disposições gerais

SECÇÃO I

Objecto, âmbito de aplicação, definições e prazos

Artigo 1.º

Objecto

O presente regulamento estabelece os critérios e os métodos para formulação de tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços fornecidos pela entidade concessionária da RNT e pelos distribuidores vinculados a outros detentores de licenças ou a clientes finais.

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 aos distribuidores vinculados em MT e AT;
- b) Fornecimentos dos distribuidores vinculados 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 dos distribuidores vinculados em MT e AT.

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

- a) A entidade concessionária da RNT;
- b) Os distribuidores vinculados em MT e AT;
- c) Os distribuidores vinculados em BT;
- d) Os clientes finais do SEP;
- e) Os produtores e clientes não vinculados ligados fisicamente às redes do SEP.

Artigo 3.º

Definições

Para efeitos do presente regulamento, entende-se por:

- a) Aquisição de energia eléctrica – compra de energia eléctrica;
- b) AT – Alta Tensão (tensão superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV);
- c) BT – Baixa Tensão (tensão igual ou inferior a 1 kV);

- d) CAE – Contrato de Aquisição de Energia;
- e) Cliente – pessoa singular ou colectiva com um contrato de fornecimento de energia eléctrica ou um acordo de acesso às redes;
- f) Cliente final – cliente que compra energia eléctrica para consumo próprio;
- g) DGCC - Direcção-Geral do Comércio e Concorrência;
- h) DGE - Direcção-Geral de Energia
- i) Distribuidor vinculado – entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica;
- j) ERSE – Entidade Reguladora do Sector Eléctrico;
- k) Entrega de energia eléctrica – alimentação física de energia eléctrica;
- l) Fornecimento de energia eléctrica – venda de energia eléctrica;
- m) INE – Instituto Nacional de Estatística;
- n) IVA – Imposto sobre o Valor Acrescentado;
- o) Licença vinculada – licença mediante a qual o titular assume o compromisso de alimentar o SEP ou ser por ele alimentado, dentro das regras de funcionamento daquele sistema;
- p) Licença não vinculada – licença mediante a qual o titular não assume o compromisso de alimentar o SEP, explorando a actividade para satisfação de necessidades próprias ou de terceiros, através de contratos comerciais não regulados;
- q) MAT – Muito Alta Tensão (tensão superior a 110 kV);
- r) MT – Média Tensão (tensão superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV);
- s) 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;
- t) Produtor não vinculado – entidade titular de uma licença não vinculada de produção de energia eléctrica;
- u) Recepção de energia eléctrica – entrada física de energia eléctrica;
- v) RNT – Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica;
- w) SEI – Sistema Eléctrico Independente;
- x) SENV – Sistema Eléctrico Não Vinculado;
- y) SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público;
- z) Serviços de Sistema – serviços necessários para a manutenção da operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade.

Artigo 4.º

Prazos

Salvo estipulação em contrário, os prazos estabelecidos neste regulamento são prazos contínuos.

SECÇÃO II

Princípios gerais

Artigo 5.º

Princípios

O presente regulamento fundamenta-se no respeito pelos seguintes princípios fundamentais:

- 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) Garantia do equilíbrio financeiro dos distribuidores vinculados, segundo o qual, em condições de gestão eficiente, eventuais alterações de licenças vigentes, tendo presentes as muito diversas características geográficas e físicas do sistema de distribuição de energia eléctrica, não devem pôr em causa a manutenção da rentabilidade daquelas empresas;
- d) 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 de segurança na produção e transporte de acordo com as licenças e os programas contratuais;
- e) 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;
- f) Limitação de eventuais aumentos de preços em BT, à taxa de inflação;
- g) Repercussão na estrutura das tarifas dos custos marginais;
- h) Contribuição para 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;
- i) Transparência na formulação e fixação das tarifas.

CAPÍTULO II

Tarifas reguladas

SECÇÃO I

Tarifas definidas no presente regulamento

Artigo 6.º

Tarifas

O presente regulamento define as seguintes tarifas:

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

Artigo 7.º

Fixação das tarifas

1 - As tarifas referidas no artigo anterior são estabelecidas de acordo com os procedimentos definidos no Capítulo VIII.

2 - Estas tarifas devem proporcionar os níveis de proveitos definidos nos Capítulos IV e VI, bem como respeitar a estrutura definida, para cada tarifa, no Capítulo VII.

3 - Para as tarifas de Venda a Clientes Finais em BT é definido um mecanismo de limitação dos acréscimos, na Secção III do Capítulo VI, visando a satisfação do estabelecido nos n.ºs 4 a 7 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho.

4 - A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados podem propor à ERSE a aplicação não discriminatória de tarifas que proporcionam níveis de proveitos inferiores aos definidos nos Capítulos IV e VI.

SECÇÃO II

Tarifas a aplicar

Artigo 8.º

Utilização das redes do SEP pelo SENV

1 - As entidades intervenientes no SENV têm direito ao acesso e uso da RNT e das redes de distribuição em AT e MT exploradas pelos distribuidores vinculados, 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 e de Uso da Rede de Distribuição, nas condições estabelecidas no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

Artigo 9.º

Fornecimentos da entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados em MT e AT

1 - Aos fornecimentos da entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados em MT e AT é aplicada a tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT.

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

- a) Tarifa de Energia e Potência;
- b) Tarifa de Uso Global do Sistema;
- c) Tarifas de Uso da Rede de Transporte.

Artigo 10.º

Fornecimentos dos distribuidores vinculados em MT e AT aos distribuidores vinculados em BT

1 - Aos fornecimentos dos distribuidores vinculados em MT e AT aos distribuidores vinculados em BT é aplicada a tarifa de Venda dos Distribuidores Vinculados 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 em MT.

3 - Nos termos do n.º 3 do artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 182/95, e do n.º 1 do artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho, para garantia do cumprimento dos princípios estabelecidos no artigo 29.º do Decreto-Lei n.º 182/95, podem ser impostas condições especiais de regulação pela ERSE.

4 - Nos termos do n.º 2 do artigo 20.º do Decreto-Lei n.º 184/95, para efeitos do disposto no número anterior, a ERSE pode estabelecer tarifas específicas, a aplicar caso a caso.

Artigo 11.º

Fornecimentos a clientes finais

1 - Aos fornecimentos dos distribuidores vinculados aos clientes finais são aplicadas as tarifas de Venda a Clientes Finais.

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 e de Uso da Rede de Distribuição, bem como os encargos de comercialização.

CAPÍTULO III

Separação contabilística por actividade na entidade concessionária da RNT

SECÇÃO I

Disposições gerais

Artigo 12.º

Separação contabilística

1 - Com vista a uma regulação transparente e não discriminatória, a entidade concessionária da RNT deve fornecer à ERSE 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 ao cálculo das várias tarifas.

2 - As actividades a considerar para efeitos do número anterior são as seguintes:

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

3 - A actividade de Aquisição de Energia Eléctrica tem como principais funções a aquisição de energia eléctrica para o SEP, bem como a elaboração de estudos para o planeamento de centros produtores.

4 - A actividade de Gestão Global do Sistema corresponde à coordenação técnica do sistema integrado do SE, à coordenação comercial e ao sistema de acerto de contas entre o SEP e o SENV. Nos custos desta actividade são também incluídos os correspondentes à ERSE e a medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral que incidam particularmente na entidade concessionária da RNT e que devam ser repartidos por todos os elementos que integram o SEP e o SENV.

5 - A actividade de Transporte de Energia Eléctrica corresponde ao planeamento, estabelecimento e operação e manutenção da rede de MAT e de interligação.

6 - Nos termos do estabelecido no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, a entidade concessionária da RNT deve proceder a uma individualização das seguintes funções, em termos organizativos e contabilísticos:

- a) Agente Comercial do SEP;
- b) Gestor de Ofertas;
- c) Despacho;
- d) Acerto de Contas;
- e) Transporte de Energia Eléctrica.

7 - A função Agente Comercial do SEP prevista no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações coincide com a actividade de Aquisição de Energia Eléctrica prevista no presente regulamento.

8 - As funções de Gestor de Ofertas, Despacho e Acerto de Contas previstas no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações estão incluídas na actividade de Gestão Global do Sistema prevista no presente regulamento.

9 - Na actividade de Gestão Global do Sistema, para além das funções de Gestor de Ofertas, Despacho e Acerto de Contas, estão incluídos os custos correspondentes à ERSE e a medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral que incidam particularmente na entidade concessionária da RNT e que devam ser repartidos por todos os elementos que integram o SEP e o SENV.

10 - A função de Transporte de Energia Eléctrica prevista no Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações coincide com a actividade de Transporte de Energia Eléctrica prevista no presente regulamento.

Artigo 13.º

Informação a fornecer à ERSE

1 - Com vista à satisfação do estabelecido no n.º 1 do artigo anterior, a entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE a seguinte informação, no prazo de quatro meses a contar do final do ano contabilístico:

- a) Balanços e demonstrações de resultados anuais por actividade;
- b) Informação pormenorizada dos mapas referidos na alínea anterior, com o detalhe considerado necessário e as regras complementares de repartição de custos e proveitos;
- c) Um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas se encontram nos termos do estabelecido no presente regulamento e nas eventuais normas contabilísticas complementares.

2 - 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.

3 - Com vista à satisfação do estabelecido no n.º 6 do artigo anterior, 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, Despacho e Acerto de Contas.

SECÇÃO II

Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica

Artigo 14.º

Repartição de custos

1 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar os custos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica suficientemente discriminados de modo a possibilitar a aplicação das fórmulas apresentadas no capítulo IV para o cálculo das tarifas.

2 - Sem prejuízo do número anterior, a entidade concessionária da RNT, relativamente à sua actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, deve apresentar a seguinte repartição de custos:

- a) Custos de aquisição de energia eléctrica a produtores vinculados, por central, deduzindo 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, excluindo custos associados a eventuais serviços de sistema;
- c) Correção de Hidraulicidade;
- d) Custos de importações de energia eléctrica;
- e) Custos com aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial, deduzindo 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, propriedade da entidade concessionária da RNT;
- h) Outros custos do exercício associados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos;

Artigo 15.º

Repartição de proveitos

A entidade concessionária da RNT, relativamente à sua actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, deve apresentar a seguinte repartição de proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Energia e Potência a distribuidores vinculados;
- b) Proveitos decorrentes de exportação de energia eléctrica;
- c) Proveitos decorrentes de vendas a produtores e clientes não vinculados;
- d) Outros proveitos, designadamente os decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento a entidades do SENV bem como os decorrentes da compensação para antecipação de adesão ao SENV, previstos no Regulamento das Relações Comerciais.

SECÇÃO III

Actividade de Gestão Global do Sistema

Artigo 16.º

Repartição de custos

1 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar os custos relativos à actividade de Gestão Global do Sistema suficientemente discriminados de modo a possibilitar a aplicação das fórmulas apresentadas no capítulo IV para o cálculo das tarifas.

2 - Sem prejuízo do número anterior, a entidade concessionária da RNT, relativamente à sua actividade de Gestão Global do Sistema, deve apresentar a seguinte repartição de custos:

- a) Custos de Serviços de Sistema;
- b) Custos associados ao Despacho Nacional;
- c) Custos associados ao acerto de contas;
- d) Custos associados à gestão das relações comerciais entre o SEP e o SENV e entidades externas;
- e) Custos associados à ERSE;
- f) Amortizações relativas ao imobilizado afecto à actividade de Gestão Global do Sistema;
- g) Custos associados à utilização da rede de telecomunicações imputados à actividade de Gestão Global do Sistema;
- h) Outros custos do exercício associados à actividade de Gestão Global do Sistema, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos;
- i) Sobrecustos de aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial;
- j) Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, com detalhe suficiente para uma apreciação caso a caso.

Artigo 17.º

Repartição de proveitos

A entidade concessionária da RNT, relativamente à sua actividade de Gestão Global do Sistema, deve apresentar os proveitos decorrentes da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, por tipo de utilizador:

- a) Distribuidores vinculados;
- b) Produtores não vinculados;
- c) Clientes não vinculados.

SECÇÃO IV

Actividade de Transporte de Energia Eléctrica

Artigo 18.º

Repartição de custos

1 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar os custos relativos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica suficientemente discriminados de modo a possibilitar a aplicação das fórmulas apresentadas no capítulo IV para o cálculo das tarifas.

2 - Para efeitos do disposto no número anterior, a entidade concessionária da RNT deve apresentar a seguinte repartição de custos:

- a) Custos associados ao planeamento, operação e manutenção da rede de transporte;
- b) Amortizações relativas ao imobilizado 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.

Artigo 19.º

Repartição de proveitos

A entidade concessionária da RNT, relativamente à sua 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:
 - i) Distribuidores vinculados;
 - ii) Produtores não vinculados;
 - iii) 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.

CAPÍTULO IV

Proveitos das tarifas da entidade concessionária da RNT

SECÇÃO I

Tarifa de Energia e Potência

Artigo 20.º

Fórmula básica

1 - A tarifa de Energia e Potência é estabelecida por forma a proporcionar à entidade concessionária da RNT um montante de proveitos dado pela seguinte fórmula:

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^E = & (CAE_t - CAE_t^{UGS} + CH_t) + NVIMP_t + (RE_t - RE_t^{UGS}) + \\ & + Itr_t + Ter_t + OC_t^E - S_t^E - \Delta_{t-2}^E \end{aligned} \quad (t=1, \dots, n) \quad (1)$$

em que:

| | |
|-----------------|---|
| \tilde{R}_t^E | proveitos que a tarifa de Energia e Potência deve proporcionar no ano t , em escudos |
| n | número de anos do período de regulação |
| CAE_t | custos decorrentes dos CAE no ano t , em escudos |
| CAE_t^{UGS} | custos decorrentes dos CAE imputados à tarifa de Uso Global do Sistema no ano t , em escudos |
| CH_t | Correcção de Hidraulicidade no ano t , em escudos |
| $NVIMP_t$ | custos correspondentes a importações e aquisições de energia eléctrica a produtores não vinculados deduzidos dos proveitos de exportações e vendas, considerados para efeitos de regulação, no ano t , em escudos |
| RE_t | custos com aquisição de energia a produtores em regime especial no ano t , em escudos |
| RE_t^{UGS} | custos com aquisição de energia a produtores em regime especial imputados à tarifa de Uso Global do Sistema no ano t , em escudos |
| Itr_t | encargos com contratos de interruptibilidade no ano t , em escudos |
| Ter_t | parcela associada à posse de terrenos destinados à instalação de centrais no ano t , em escudos |

| | |
|------------------|---|
| OC_t^E | outros custos do exercício associados à aquisição de energia eléctrica no ano t , em escudos |
| S_t^E | proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de aquisição de energia eléctrica que não resultam da aplicação da tarifa de Energia e Potência, no ano t , em escudos |
| Δ_{t-2}^E | ajustamento no ano t , dos proveitos da tarifa de Energia e Potência facturados no ano $t-2$, em escudos. |

2 - O valor anual da Correção de Hidraulicidade (CH_t) a considerar é determinado de acordo com a legislação específica aplicável. Os valores são positivos ou negativos consoante correspondam, respectivamente, a custos ou proveitos para a entidade concessionária da RNT.

3 - A parcela $NVIMP_t$ é dada por:

$$NVIMP_t = NVIMPA_t - NVEXPV_t \quad (t=1, \dots, n) \quad (2)$$

em que:

$NVIMPA_t$ 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 , em escudos

$NVEXPV_t$ proveitos decorrentes de exportações e vendas de energia eléctrica ao SENV, considerados para efeitos de regulação, no ano t , em escudos.

4 - Os custos $NVIMPA_t$ são dados pela seguinte fórmula:

$$NVIMPA_t = 0,5 \times \sum_{i=1}^m \sum_{k=1}^p (SEPeq_{i,t} + PA_{k,i,t}) \times QA_{k,i,t} \quad (t=1, \dots, n) \quad (3)$$

em que:

m número de períodos de acerto de contas

p número de “contratos” de aquisição

$SEPeq_{i,t}$ custo equivalente de produção vinculada, no período de acerto de contas i , no ano t , em escudos/kWh

$PA_{k,i,t}$ 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 , em escudos/kWh

$QA_{k,i,t}$ 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 , em kWh.

5 - Na fórmula constante do número anterior, o preço $PA_{k,i,t}$ é substituído pelo custo unitário $SEPeq_{i,t}$, nos períodos em que seja superior a este custo.

6 - Os custos $SEPeq_{i,t}$ referidos no número anterior são calculados valorizando a energia eléctrica correspondente pelo valor de substituição do sistema vinculado.

7 - Os proveitos $NVEXPV_t$ são dados pela seguinte fórmula:

$$NVEXPV_t = 0,5 \times \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^r (SEPeq_{i,t} + PV_{j,i,t}) \times QV_{j,i,t} \quad (t=1, \dots, n) \quad (4)$$

em que:

m número de períodos de acerto de contas

r número de “contratos” de venda

$SEPeq_{i,t}$ custo unitário equivalente de produção vinculada, no período de acerto de contas i , no ano t , em escudos

$PV_{j,i,t}$ 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 , em escudos/kWh

$QV_{j,i,t}$ quantidades exportadas ou vendidas a entidades do SENV, pelo “contrato” j , no período de acerto de contas i , no ano t , em kWh.

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

9 - A parcela associada à posse de terrenos destinados à instalação de centrais são dados pela seguinte fórmula:

$$Ter_t = Am_t^{Ter} + Act_t^{Ter} \times \frac{r_t^{Ter}}{100} - Liq_t^{Ter} \quad (t=1, \dots, n) \quad (5)$$

em que:

| | |
|----------------|--|
| Ter_t | parcela associada à posse de terrenos destinados à instalação de centrais no ano t , em escudos |
| Am_t^{Ter} | amortizações de terrenos de centrais aceites para efeitos de regulação, no ano t , em escudos |
| Act_t^{Ter} | valor médio do activo em terrenos de centrais, líquido de amortizações, aceites para regulação, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano t , em escudos |
| r_t^{Ter} | taxa de rendibilidade para o valor dos terrenos de centrais no ano t , em percentagem |
| $Li_q_t^{Ter}$ | mais-valia ou menos-valia da venda de terrenos de centrais realizada no ano t , líquida de impostos, dada pela diferença entre os proveitos associados à venda e o valor Act_t^{Ter} , em escudos. |

10 - As amortizações (Am_t^{Ter}) referidas no número anterior correspondem apenas aos terrenos para os quais a ERSE aceita a depreciação. Trata-se, nomeadamente, de terrenos que são cedidos gratuitamente a outras entidades ou com valor de mercado nulo aquando da desafectação à produção de energia eléctrica.

11 - O activo (Act_t^{Ter}) inclui direitos de superfície.

12 - Para efeitos do cálculo do activo líquido (Act_t^{Ter}) referido no n.º 9, consideram-se aceites para regulação todas as amortizações efectuadas até 31 de Dezembro de 1998.

13 - A taxa de rendibilidade (r_t^{Ter}) referida no n.º 9 é fixada para cada período de regulação.

14 - Os outros custos do exercício (OC_t^E) referidos no n.º 1 têm de obter a concordância da ERSE, devendo ser caracterizados e justificados pela entidade concessionária da RNT.

15 - Os proveitos S_t^E referidos no n.º 1 correspondem, nomeadamente, a proveitos decorrentes dos contratos de garantia de abastecimento a entidades do SENV, bem como os decorrentes da compensação para antecipação de adesão ao SENV, previstos no Regulamento das Relações Comerciais.

Artigo 21.º

Ajustamento anual

1 - Os proveitos a proporcionar num dado ano (t) pela tarifa de Energia e Potência são ajustados pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados no ano ($t-2$) e os que

resultam da aplicação da fórmula Erro! Argumento desconhecido de parâmetro.) aos valores entretanto verificados para as variáveis, no ano $(t-2)$.

2 - Nos dois primeiros anos do primeiro período de regulação não se aplica qualquer ajustamento aos proveitos a proporcionar pela tarifa de Energia e Potência ($\Delta_{t-2}^E = 0$). Os eventuais desvios nestes dois anos têm incidência nas tarifas do terceiro e do quarto ano.

3 - O ajustamento Δ_{t-2}^E previsto na fórmula Erro! Argumento desconhecido de parâmetro.), aplicável a partir do terceiro ano do período de regulação, é determinado a partir da seguinte fórmula:

$$\Delta_{t-2}^E = \left(R_{t-2}^E - R'_{t-2} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (t=3, \dots, n) \quad (6)$$

em que:

Δ_{t-2}^E ajustamento no ano t dos proveitos da tarifa de Energia e Potência facturados no ano $t-2$, em escudos

R_{t-2}^E proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação da tarifa de Energia e Potência no ano $t-2$, em escudos

R'_{t-2} proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT através da tarifa de Energia e Potência no ano $t-2$, em escudos, calculados em $t-1$ através da fórmula Erro! Argumento desconhecido de parâmetro.), com base nos valores verificados em $t-2$

i_{t-1}^E taxa de juro em $t-1$, em percentagem.

4 - A taxa de juro (i_{t-1}^E) referida no número anterior é determinada da seguinte forma:

- a) Para $\Delta_{t-2}^E > 0$, é a taxa de juro LISBOR a três meses, em vigor em Junho de $(t-1)$, acrescida de um ponto percentual;
- b) Para $\Delta_{t-2}^E < 0$, é a taxa de juro LISBOR a três meses, em vigor em Junho de $(t-1)$.

5 - Quando a necessidade de ajuste resulte da diminuição do volume de vendas provocado pela adesão ao SENV de clientes do SEP e se traduzem num aumento de preços superior ao dobro da taxa de inflação, pode a parcela correspondente ser imputada à tarifa de Uso Global do Sistema, devendo a entidade concessionária da RNT demonstrar ter empreendido todos os esforços possíveis no sentido de evitar ou reduzir o impacto provocado pela adesão de clientes ao SENV.

SECÇÃO II

Tarifa de Uso Global do Sistema

Artigo 22.º

Fórmula básica

1 - A tarifa de Uso Global do Sistema é estabelecida por forma a proporcionar à entidade concessionária da RNT um montante de proveitos dado pela seguinte fórmula:

$$\tilde{R}_t^{UGS} = DESP_t + AC_t + GO_t + REG_t + POL_t - \Delta_{t-2}^{UGS} \quad (t=1,\dots,n) \quad (7)$$

em que:

| | |
|----------------------|--|
| \tilde{R}_t^{UGS} | proveitos a proporcionar pela tarifa de Uso Global do Sistema no ano t , em escudos |
| n | número de anos do período de regulação |
| $DESP_t$ | custos associados ao despacho e regulação técnica do sistema, no ano t em escudos |
| AC_t | custos associados ao acerto de contas entre o SEP e o SENV no ano t , em escudos |
| GO_t | custos associados à gestão das relações comerciais entre o SEP e o SENV e entidades externas no ano t , em escudos |
| REG_t | custos com a ERSE no ano t , em escudos |
| POL_t | custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, no ano t , em escudos |
| Δ_{t-2}^{UGS} | ajustamento, no ano t , dos proveitos da tarifa de Uso Global do Sistema facturados no ano $t-2$, em escudos. |

2 - Os custos $DESP_t$ são dados pela seguinte fórmula:

$$DESP_t = SERV_t + Am_t^{UGS} + Tc_t + OC_t^{UGS} + Act_t^{UGS} \times \frac{r_t^{UGS}}{100} \quad (t = 1,\dots,n) \quad (8)$$

em que:

| | |
|--------------|---|
| $SERV_t$ | custos com serviços de sistema no ano t , em escudos |
| Am_t^{UGS} | amortizações dos activos afectos à actividade de Gestão Global do |

Sistema aceites para efeitos de regulação, no ano t , em escudos

| | |
|---------------|--|
| Tc_t | custos associados à utilização da rede de telecomunicações no ano t , em escudos |
| OC_t^{UGS} | outros custos do exercício associados à actividade de Gestão Global do Sistema no ano t , em escudos |
| Act_t^{UGS} | valor médio dos activos afectos à actividade de Gestão Global do Sistema aceites para efeitos de regulação, líquido de amortizações e participações, no ano t , em escudos, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano t |
| r_t^{UGS} | taxa de rendibilidade permitida para o valor dos activos afectos à actividade de Gestão Global do Sistema no ano t , em percentagem. |

3 - Os custos com serviços ($SERV_t$) referem-se a serviços adquiridos a produtores vinculados e não vinculados. Os serviços adquiridos a produtores vinculados estão incluídos na parte da parcela CAE_t^{UGS} referida no n.º 1 do artigo 20.º.

4 - Os outros custos do exercício (OC_t^{UGS}) incluem, nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal; não são incluídas as amortizações.

5 - Os activos afectos à gestão global do sistema (Act_t^{UGS}) referidos no n.º 2 correspondem aos valores aceites para efeitos de regulação, sob proposta da entidade concessionária da RNT.

6 - A taxa de rendibilidade (r_t^{UGS}) referida no n.º 2 é fixada para cada período de regulação.

7 - Os custos POL_t são dados pela seguinte fórmula:

$$POL_t = RE_t^{UGS} + OPOL_t \quad (t=1, \dots, n) \quad (9)$$

em que:

| | |
|--------------|---|
| RE_t^{UGS} | custos com aquisição de energia a produtores em regime especial imputados à tarifa de Uso Global do Sistema no ano t , em escudos |
| $OPOL_t$ | outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, no ano t , em escudos |

8 - Os custos RE_t^{UGS} referidos no número anterior correspondem à diferença entre os custos de aquisição aos produtores em regime especial e os custos que seriam incorridos pelo SEP para produção daquela energia.

9 - Para efeitos do número anterior, os custos incorridos pelo SEP correspondem à aplicação da tarifa de Venda da Entidade Concessionária da RNT às entregas dos produtores em regime especial.

Artigo 23.º

Ajustamento anual

1 - Os proveitos a proporcionar num dado ano (t) pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados no ano ($t-2$) e os que resultam da aplicação da fórmula Erro! Argumento desconhecido de parâmetro.) aos valores entretanto verificados para as variáveis, no ano ($t-2$).

2 - Nos dois primeiros anos do primeiro período de regulação não se aplica qualquer ajustamento aos proveitos a proporcionar pela tarifa de Uso Global do Sistema ($\Delta_{t-2}^{UGS} = 0$). Os eventuais desvios nestes dois anos têm incidência nas tarifas do terceiro e do quarto ano.

3 - O ajustamento Δ_{t-2}^{UGS} previsto na fórmula (7), aplicável a partir do terceiro ano do período de regulação, é determinado a partir da seguinte fórmula:

$$\Delta_{t-2}^{UGS} = (R_{t-2}^{UGS} - R'_{t-2}{}^{UGS}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{UGS}}{100}\right)^2 \quad (t=3, \dots, n) \quad (10)$$

em que:

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

R_{t-2}^{UGS} proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano $t-2$, em escudos

$R'_{t-2}{}^{UGS}$ proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT através da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano $t-2$, em escudos, calculados em $t-1$ de acordo com a fórmula (7), com base nos valores verificados em $t-2$

i_{t-1}^{UGS} taxa de juro em $t-1$, em percentagem.

3 - A taxa de juro (i_{t-1}^{UGS}) referida no número anterior é determinada da seguinte forma:

- Para $\Delta_{t-2}^{UGS} > 0$, é a taxa de juro LISBOR a três meses, em vigor em Junho de ($t-1$), acrescida de um ponto percentual;
- Para $\Delta_{t-2}^{UGS} < 0$, é a taxa de juro LISBOR a três meses, em vigor em Junho de ($t-1$).

SECÇÃO III

Tarifas de Uso da Rede de Transporte

Artigo 24.º

Fórmula básica

1 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte são estabelecidas por forma a proporcionar à entidade concessionária da RNT proveitos num montante dado pela seguinte fórmula:

$$\tilde{R}_t^T = Am_t^T + OC_t^T + Act_t^T \times \frac{r_t^T}{100} - S_t^T - \Delta_{t-2}^T \quad (t=1, \dots, n) \quad (11)$$

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 , em escudos |
| n | número de anos do período de regulação |
| Am_t^T | amortizações dos activos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica no ano t , em escudos |
| OC_t^T | outros custos do exercício associados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica no ano t , em escudos |
| Act_t^T | valor médio dos activos afectos ao transporte, líquido de amortizações e participações, no ano t , em escudos, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano t |
| r_t^T | taxa de rendibilidade permitida para o valor dos activos afectos ao transporte no ano t , em percentagem |
| 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 , em escudos |
| Δ_{t-2}^T | ajustamento, no ano t , dos proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte facturados no ano $t-2$, em escudos. |

2 - Os outros custos do exercício (OC_t^T) incluem, nomeadamente, os custos relativos a fornecimentos e serviços externos, materiais diversos e pessoal; não são incluídas as amortizações.

3 - Os activos 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.

4 - A taxa de rendibilidade (r_t^T) referida no n.º 1, é fixada para cada período de regulação.

5 - 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, às ligações à RNT.

Artigo 25.º

Ajustamento anual

1 - Os proveitos a proporcionar num dado ano (t) pelas tarifas de Uso da Rede de Transporte, são ajustados pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados no ano ($t-2$) e os que resultam da aplicação da fórmula (11) aos valores entretanto verificados para as variáveis, no ano ($t-2$).

2 - Nos dois primeiros anos do primeiro período de regulação, não se aplica qualquer ajustamento aos proveitos a proporcionar pelas tarifas de Uso da Rede de Transporte ($\Delta_{t-2}^T = 0$). Os eventuais desvios nestes dois anos têm incidência nas tarifas do terceiro e do quarto ano.

3 - O ajustamento Δ_{t-2}^T previsto na fórmula (11), aplicável a partir do terceiro ano do período de regulação, é determinado a partir da seguinte fórmula:

$$\Delta_{t-2}^T = (R_{t-2}^T - R'_{t-2}{}^T) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^T}{100}\right)^2 \quad (t=3, \dots, n) \quad (12)$$

em que:

Δ_{t-2}^T ajustamento, no ano t , dos proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte, facturados no ano $t-2$, em escudos

R_{t-2}^T proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano $t-2$, em escudos

$R'_{t-2}{}^T$ proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT através das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano $t-2$, em escudos, calculados em $t-1$ através da fórmula (11), com base nos valores verificados em $t-2$

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

3 - A taxa de juro (i_{t-1}^T) referida no número anterior é determinada por:

- a) Para $\Delta_{t-2}^T > 0$, é a taxa de juro LISBOR a três meses, em vigor em Junho de $(t-1)$, acrescida de um ponto percentual;
- b) Para $\Delta_{t-2}^T < 0$, é a taxa de juro LISBOR a três meses, em vigor em Junho de $(t-1)$.

CAPÍTULO V

Separação contabilística por actividade nos distribuidores vinculados

SECÇÃO I

Disposições gerais

Artigo 26.º

Separação contabilística

1 - Os distribuidores vinculados devem fornecer à ERSE 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 ao cálculo das várias tarifas, com vista a uma regulação transparente e não discriminatória.

2 - As actividades a considerar para efeitos do número anterior, são as seguintes:

- a) Distribuição de Energia Eléctrica;
- b) Comercialização de Energia Eléctrica.

3 - A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica corresponde à veiculação de energia eléctrica dos pontos de recepção da RNT, dos produtores independentes e das interligações locais até aos clientes finais e não vinculados. O activo associado a esta actividade inclui também a aparelhagem de medição e de controlo.

4 - A actividade de Comercialização de Energia Eléctrica corresponde à compra e venda de energia eléctrica, designadamente no que respeita ao relacionamento com fornecedores e clientes finais de energia eléctrica, bem como leitura, facturação e cobrança de energia eléctrica.

Artigo 27.º

Informação a fornecer à ERSE

1 - Com vista à satisfação do estabelecido no n.º 1 do artigo anterior, os distribuidores vinculados devem apresentar à ERSE a seguinte informação, no prazo de quatro meses a contar do final do ano contabilístico:

- a) Um balanço e uma demonstração de resultados anuais por actividade;
- b) Pormenorização da informação mencionada na alínea a), com o detalhe considerado necessário e indicação das regras complementares adoptadas na repartição de custos e proveitos;
- c) Um relatório elaborado por uma empresa de auditoria, comprovando que as contas e as regras contabilísticas se encontram nos termos do estabelecido no Regulamento Tarifário e em eventuais normas contabilísticas complementares, definidas pela ERSE.

2 - 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.

SECÇÃO II

Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

Artigo 28.º

Detalhe da informação

1 - A demonstração de resultados referida no artigo anterior deve ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a aplicação das fórmulas apresentadas na Secção I do Capítulo VI.

2 - Para além da informação referida no número anterior, os distribuidores vinculados devem apresentar informação complementar relativa à repartição de custos e proveitos conforme explicitado no artigo 29.º e no artigo 30.º.

Artigo 29.º

Repartição de custos

Os distribuidores vinculados, relativamente à sua actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, devem apresentar a seguinte informação complementar 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 de estrutura imputados a esta actividade;
- e) Custos relativos à protecção ambiental aceites para efeitos de regulação, com detalhe suficiente para uma apreciação caso a caso;
- f) Outros custos do exercício, repartidos por nível de tensão, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

Artigo 30.º

Repartição de proveitos

1 - Os distribuidores vinculados, relativamente à sua actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, devem apresentar a seguinte informação complementar relativa a proveitos:

- a) Proveitos decorrentes do uso da rede de distribuição pelos clientes finais;
- b) Proveitos decorrentes do uso da rede de distribuição pelos clientes não vinculados;

- c) Proveitos decorrentes da utilização das instalações e serviços dos distribuidores vinculados em MT e AT;
- d) Proveitos extraordinários relativos a amortizações do imobilizado participado.

2 - Os proveitos referidos na alínea a) do número anterior resultam da simulação da aplicação das correspondentes tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos clientes finais. A ERSE indica tarifa equivalente para o Uso da Rede de Distribuição em BT.

SECÇÃO III

Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

Artigo 31.º

Detalhe da informação

1 - A demonstração de resultados referida no n.º 1 do artigo 27.º deve ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a aplicação das fórmulas apresentadas nas Secções II e III do Capítulo VI.

2 - Para além da informação referida no número anterior, os distribuidores vinculados devem apresentar informação complementar relativa à repartição de custos e proveitos conforme explicitado no artigo 32.º e no artigo 33.º.

Artigo 32.º

Repartição de custos

1 - Os distribuidores vinculados, relativamente à sua actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, devem apresentar a seguinte informação complementar relativa a custos:

- a) Custos de aquisição de energia eléctrica:
 - i) À entidade concessionária da RNT;
 - ii) Aos produtores não vinculados;
 - iii) A fornecedores estrangeiros;
 - iv) Aos distribuidores vinculados;
- b) Custos com o uso da rede de distribuição;
- c) Custos da estrutura comercial, por tipo de cliente final;
- d) Custos de capital:
 - i) Amortizações;
 - ii) Variação das provisões para cobrança duvidosa;
 - iii) Encargos financeiros;
- e) Custos de estrutura imputados a esta actividade;
- f) Custos associados a projectos de gestão da procura aceites para efeitos de regulação, com detalhe suficiente para uma apreciação caso a caso;
- g) Outros custos do exercício, repartidos por tipo de cliente final, com a desagregação que permita identificar os vários tipos de custos.

2 - Os custos referidos na alínea b) do número anterior coincidem com os proveitos definidos no n.º 2 do artigo 30.º.

Artigo 33.º

Repartição de proveitos

1 - Os distribuidores vinculados, relativamente à sua actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, devem apresentar a seguinte informação complementar relativa a proveitos:

- a) Proveitos decorrentes da venda de energia eléctrica a clientes finais;
- b) Proveitos decorrentes da venda de energia eléctrica a outros distribuidores vinculados;
- c) Proveitos destinados a cobrir custos comerciais com clientes não vinculados;
- d) Proveitos de exportação de energia eléctrica;
- e) Proveitos resultantes de serviços diversos regulados;
- f) Proveitos resultantes de serviços diversos não regulados.

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

CAPÍTULO VI

Proveitos das tarifas da distribuição vinculada

SECÇÃO I

Tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Artigo 34.º

Disposições gerais

1 - O preço médio no uso das redes de distribuição de energia eléctrica não deve ser superior ao estabelecido através da fórmula (13).

2 - O preço médio referido no número anterior é definido como o quociente entre o valor dos proveitos recebidos pelos distribuidores vinculados pela prestação de serviços de distribuição em AT, MT e BT e a energia eléctrica por estes entregue, medida em kWh.

3 - O preço médio calculado para cada ano através da fórmula (13) tem cinco componentes:

- a) A primeira é fixa e destina-se primordialmente a permitir aos distribuidores vinculados a obtenção de proveitos que lhes permitam cobrir os custos fixos de instalação e manutenção das infra-estruturas necessárias à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica;
- b) A segunda é variável e depende dos kWh entregues em cada nível de tensão;
- c) A terceira resulta da diferença entre o nível de referência das perdas e o nível verificado das mesmas e tem por objectivo incentivar à sua diminuição;
- d) A quarta permite às empresas a obtenção de proveitos adicionais que cubram os custos incorridos para a protecção do ambiente que sejam explicitamente aceites para efeitos de regulação;
- e) A quinta traduz um ajustamento anual dos proveitos.

4 - A evolução anual das três primeiras componentes do preço médio depende do comportamento do índice de preços no consumidor e de um factor X, específico da componente e do ano, sendo fixado, periodicamente, nas revisões da fórmula a aplicar ao preço médio.

Artigo 35.º

Fórmula básica

1 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição devem ser estabelecidas por forma a proporcionar ao conjunto dos distribuidores vinculados um montante de proveitos a que corresponda um preço médio dado pela seguinte fórmula:

$$\bar{P}_t^D = \frac{1}{E_t^D} \times \left[F_t^D + \sum_{i=1}^3 P_{i,t}^D \times E_{i,t}^D + \left(P_{p,t}^D \times (p_t^{D*} - p_t^D) \times E_t^D \right) + R_{amb,t} - \Delta_{t-2}^D \right] \quad (t=1, \dots, n) \quad (13)$$

em que:

| | |
|------------------|--|
| \bar{P}_t^D | preço médio das tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t , em escudos/kWh |
| n | número de anos do período de regulação |
| E_t^D | energia eléctrica valorizada pelas tarifas de Uso da Rede de Distribuição no ano t , em kWh |
| F_t^D | componente fixa dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição no ano t , em escudos |
| i | nível de tensão ($i=1, 2$ ou 3 , respectivamente para AT, MT e BT) |
| $P_{i,t}^D$ | componentes variáveis unitárias dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição por kWh entregue no nível de tensão i , no ano t , em escudos/kWh |
| $E_{i,t}^D$ | energia eléctrica valorizada pelas tarifas de Uso da Rede de Distribuição no nível de tensão i , no ano t , em kWh |
| $P_{p,t}^D$ | valorização das perdas na rede de distribuição no ano t , em escudos /kWh |
| p_t^{D*} | nível de referência das perdas na rede de distribuição no ano t , em percentagem |
| p_t^D | nível de perdas no ano t , em percentagem |
| $R_{amb,t}$ | proveitos permitidos para a recuperação dos custos incorridos na protecção do ambiente no ano t , em escudos |
| Δ_{t-2}^D | ajustamento, no ano t , dos proveitos das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-2$, em escudos. |

2 - A componente fixa dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição (F_t^D) evolui anualmente de acordo com a seguinte fórmula:

$$F_t^D = \begin{cases} F_1^D & (t=1) \\ F_{t-1}^D \times \left(1 + \frac{IPC_{t-1} - X_{F,t}^D}{100}\right) & (t=2, \dots, n) \end{cases} \quad (14)$$

em que:

- F_1^D componente fixa dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição no primeiro ano do período de regulação, em escudos
- F_{t-1}^D componente fixa dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-1$, em escudos
- IPC_{t-1} taxa de inflação no ano $t-1$, em percentagem
- $X_{F,t}^D$ parâmetro associado à componente fixa dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição, no ano t , em percentagem.

3 - As componentes variáveis unitárias dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição evoluem anualmente de acordo com a seguinte fórmula:

$$P_{i,t}^D = \begin{cases} P_{i,1}^D & (t=1) \\ P_{i,t-1}^D \times \left(1 + \frac{IPC_{t-1} - X_{i,t}^D}{100}\right) & (t=2, \dots, n) \end{cases} \quad (15)$$

em que:

- $P_{i,1}^D$ componente variável unitária dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição por kWh entregue no nível de tensão i , no primeiro ano do período de regulação, em escudos/kWh
- $P_{i,t-1}^D$ componente variável unitária dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição por kWh entregue no nível de tensão i , no ano $t-1$, em escudos /kWh
- IPC_{t-1} taxa de inflação no ano $t-1$, em percentagem
- $X_{i,t}^D$ parâmetro associado à energia eléctrica no nível de tensão i , no ano t , em percentagem.

4 - A taxa de inflação referida nas fórmulas constantes dos n.ºs 2 e 3, é medida pela variação média dos últimos doze meses do índice de preços no consumidor no Continente em Junho de $(t-1)$, publicada pelo INE no “Índice de Preços no Consumidor”.

5 - O nível de perdas referido na fórmula constante do n.º 1 (p_t^D) é dado pelo quociente entre as perdas e a energia entregue pela rede de distribuição.

6 - O nível de referência das perdas (p_t^{D*}) é fixado para cada um dos anos do período de regulação.

7 - A valorização das perdas $(P_{p,t}^D)$ é dada pelo custo médio de aquisição de energia eléctrica à entidade concessionária da RNT, do conjunto dos distribuidores vinculados no ano (t) .

Artigo 36.º

Ajustamento anual

1 - Os proveitos a proporcionar num dado ano (t) pelas tarifas de Uso da Rede de Distribuição, são ajustados pela diferença entre os proveitos associados às tarifas no ano $(t-2)$ e os que resultam da aplicação da fórmula (13) aos valores verificados para as variáveis, no ano $(t-2)$.

2 - Nos dois primeiros anos do primeiro período de regulação, não se aplica qualquer ajustamento aos proveitos a proporcionar pelas tarifas de Uso da Rede de Distribuição $(\Delta_{t-2}^D = 0)$. Os eventuais desvios nestes dois anos têm incidência nas tarifas do terceiro e do quarto ano.

3 - O ajustamento dos proveitos é dado pela seguinte fórmula:

$$\Delta_{t-2}^{RD} = R_{t-2}^D - \bar{P}'_{t-2}{}^D \times E'_{t-2}{}^D \quad (t=3,\dots,n) \quad (16)$$

em que:

Δ_{t-2}^{RD} diferença entre os proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição e os permitidos no ano $t-2$, em escudos

R_{t-2}^D proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-2$, em escudos

$\bar{P}'_{t-2}{}^D$ preço médio permitido para as tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-2$, em escudos/kWh, calculado em $t-1$, de acordo com a fórmula (13), com base nos valores verificados em $t-2$

$E'_{t-2}{}^D$ energia eléctrica distribuída no ano $t-2$, associada às tarifas de Uso da Rede de Distribuição, em kWh.

4 - O ajustamento dos proveitos está ainda sujeito a outras condições relacionadas com o nível dos lucros que possam ocorrer.

5 - Para efeitos do número anterior, deve comparar-se o lucro associado à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica do conjunto dos distribuidores vinculados, num dado ano, com o limite estabelecido para cada período de regulação. Caso ultrapasse o limite, há lugar a partilha entre a distribuição vinculada e os utilizadores da rede, de acordo com critérios definidos nos números seguintes.

6 - O lucro referido no número anterior é definido pela seguinte fórmula:

$$L_{t-2}^D = R_{t-2}^D - CEVMC_{t-2}^D - FSE_{t-2}^D - CP_{t-2}^D - Rd_{t-2}^D \quad (t=3,\dots,n) \quad (17)$$

em que:

L_{t-2}^D lucro decorrente da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica no ano $t-2$, em escudos

$CEVMC_{t-2}^D$ custo das existências vendidas e das matérias consumidas na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica no ano $t-2$, em escudos

FSE_{t-2}^D valor dos fornecimentos e serviços externos na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica no ano $t-2$, em escudos

CP_{t-2}^D custos com o pessoal na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica no ano $t-2$, em escudos

Rd_{t-2}^D rendas de concessão da distribuição em BT no ano $t-2$, em escudos.

7 - Caso haja lugar à partilha, isto é, se:

$$L_{t-2}^D > \frac{\lambda^{D1}}{100} \times R_{t-2}^D \quad (t=3,\dots,n)$$

o ajustamento (Δ_{t-2}^{LD}), que traduz a partilha do lucro entre a distribuição e os utilizadores da rede, é dado pela seguinte fórmula:

$$\Delta_{t-2}^{LD} = \sum_{j=1}^m \frac{\alpha^{Dj}}{100} \times \left(L_{t-2}^D - \frac{\lambda^{Dj}}{100} \times R_{t-2}^D \right) \quad (t=3,\dots,n) \quad (18)$$

para os λ^{Dj} que verificam $L_{t-2}^D \geq \frac{\lambda^{Dj}}{100} \times R_{t-2}^D$

sendo $\lambda^{Dj} < \lambda^{Dj+1}$ e $\sum_{j=1}^m \alpha^{Dj} \leq 100$

em que:

| | |
|---------------------|---|
| Δ_{t-2}^{LD} | parte dos lucros decorrente da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica no ano $t-2$ a entregar no ano t , através duma redução nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição, em escudos |
| j | escalões da entrega dos lucros |
| m | número de escalões da entrega dos lucros |
| α^{Dj} | percentagem do excedente dos lucros no escalão j a entregar através duma redução nas tarifas de Uso da Rede de Distribuição |
| L_{t-2}^D | lucro no ano $t-2$, em escudos, calculado de acordo com a fórmula (17) |
| λ^{Dj} | limites ao lucro, em percentagem dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica. |

8 - Os ajustamentos referidos nos n.ºs 3 e 7 são actualizados através de uma taxa de juro (i_{t-1}^D) definida da seguinte forma:

- a) para ajustamentos positivos, é a taxa de juro LISBOR a três meses, em vigor em Junho de $(t-1)$, acrescida de um ponto percentual;
- b) para ajustamentos negativos, é a taxa de juro LISBOR a três meses, em vigor em Junho de $(t-1)$.

9 - Da conjugação dos ajustamentos referidos no número anterior, resulta o ajustamento Δ_{t-2}^D que pode ser:

- a) Positivo, situação que implica que os proveitos a serem proporcionados pelas tarifas de Uso da Rede de Distribuição têm que ser menores do que aconteceria sem este factor de ajustamento;
- b) Nulo ou negativo, caso em que os proveitos a serem proporcionados pelas tarifas de Uso da Rede de Distribuição são maiores do que na ausência do referido ajustamento.

10 - A combinação das diferentes possibilidades associadas ao ajustamento da diferença de proveitos (Δ_{t-2}^{RD}) e ao ajustamento dos lucros (Δ_{t-2}^{LD}), conduz a quatro casos possíveis para o valor do ajustamento Δ_{t-2}^D , seguidamente explicitados:

- a) $\Delta_{t-2}^{RD} > 0$ e $\Delta_{t-2}^{LD} > 0$

A componente de ajustamento dos proveitos é positiva, correspondendo ao maior dos desvios, isto é:

$$\Delta_{t-2}^D = \max\{\Delta_{t-2}^{RD}, \Delta_{t-2}^{LD}\} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^D}{100}\right)^2 \quad (t=3, \dots, n) \quad (19)$$

b) $\Delta_{t-2}^{RD} > 0$ e $\Delta_{t-2}^{LD} = 0$

A componente de ajustamento dos proveitos é positiva, sendo o seu valor dado pela seguinte fórmula:

$$\Delta_{t-2}^D = \Delta_{t-2}^{RD} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^D}{100}\right)^2 \quad (t=3, \dots, n) \quad (20)$$

c) $\Delta_{t-2}^{RD} \leq 0$ e $\Delta_{t-2}^{LD} > 0$

Apesar do valor resultante da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição ter sido menor do que o permitido pela fórmula (13), os lucros excedem a percentagem dos proveitos previamente determinada (λ^{D1}), pelo que a componente de ajustamento dos proveitos é positiva, sendo o seu valor dado pela seguinte fórmula:

$$\Delta_{t-2}^D = \Delta_{t-2}^{LD} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^D}{100}\right)^2 \quad (t=3, \dots, n) \quad (21)$$

d) $\Delta_{t-2}^{RD} \leq 0$ e $\Delta_{t-2}^{LD} = 0$

Neste caso, o valor resultante da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição ficou aquém do permitido pela fórmula Erro! Argumento desconhecido de parâmetro.) e o lucro não atingiu a percentagem dos proveitos (λ^{D1}) a partir do qual se prevê a partilha entre a distribuição e os utilizadores da rede. Há lugar a um ajustamento correspondente a um acréscimo nos proveitos permitidos no ano (t), igual ao desvio verificado em ($t-2$). É necessário, no entanto, verificar a que nível de lucro este ajustamento conduz em ($t-2$). Assim, há que calcular o lucro associado aos proveitos corrigidos (L'_{t-2}^D) de acordo com a seguinte fórmula:

$$L'_{t-2}^D = L_{t-2}^D + |\Delta_{t-2}^{RD}| \quad (t=3, \dots, n) \quad (22)$$

valor que tem de ser comparado com o limite a partir do qual se procede a uma partilha, através da seguinte fórmula:

$$EL_{t-2}^D = L'_{t-2}^D - \frac{\lambda^{D1}}{100} \times (R_{t-2}^D + |\Delta_{t-2}^{RD}|) \quad (t=3, \dots, n) \quad (23)$$

O lucro associado aos proveitos corrigidos pode ou não exceder o limite estabelecido, o que conduz a dois casos possíveis para o valor do ajustamento:

d1) $EL_{t-2}^D \leq 0$

O ajustamento da diferença dos proveitos (Δ_{t-2}^{RD}) não ultrapassa o limite estabelecido, pelo que é totalmente recuperado pela distribuição:

$$\Delta_{t-2}^D = \Delta_{t-2}^{RD} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^D}{100}\right)^2 \quad (t=3, \dots, n) \quad (24)$$

d2) $EL_{t-2}^D > 0$

Há que deduzir ao ajustamento da diferença dos proveitos (Δ_{t-2}^{RD}) o resultado da partilha do lucro. Logo,

$$\Delta_{t-2}^D = \left\{ \Delta_{t-2}^{RD} - \sum_{j=1}^m \frac{\alpha^{Dj}}{100} \times \left[L_{t-2}^{D'} - \frac{\lambda^{Dj}}{100} \times (R_{t-2}^D + |\Delta_{t-2}^{RD}|) \right] \right\} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^D}{100}\right)^2 \quad (t=3, \dots, n) \quad (25)$$

SECÇÃO II

Tarifas de Venda a Clientes Finais

Artigo 37.º

Disposições gerais

1 - O preço médio de venda a clientes finais não pode ser superior ao estabelecido através da fórmula (26).

2 - O preço médio referido no número anterior é definido como o quociente entre o valor dos proveitos recebidos pelos distribuidores vinculados, na venda de energia eléctrica a clientes finais e a energia eléctrica entregue, medida em kWh.

3 - O preço médio calculado para cada ano através da fórmula (26) tem quatro componentes:

- a) A primeira inclui os proveitos permitidos pela prestação de serviços de comercialização;
- b) A segunda, compensa as empresas pelos custos associados a projectos de gestão da procura;
- c) A terceira é uma componente de repercussão de custos destinada a cobrir os encargos decorrentes das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica;

d) A quarta traduz um ajustamento anual dos proveitos.

Artigo 38.º

Fórmula básica

1 - As tarifas de Venda a Clientes Finais são inicialmente estabelecidas por forma a proporcionarem o montante de proveitos a que corresponde o preço médio dado pela seguinte fórmula:

$$\bar{P}_t^C = \frac{1}{E_t^C} \times \left[\left(F_t^C + P_{NC,t}^C \times NC_t^C + P_{E,t}^C \times E_t^C \right) + R_{DSM,t} + \tilde{C}_t^C - \Delta_{t-2}^C \right] \quad (26)$$

$(t=1, \dots, n)$

em que:

| | |
|------------------|---|
| \bar{P}_t^C | preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, no ano t , em escudos/kWh |
| n | número de anos do período de regulação |
| E_t^C | energia eléctrica facturada no ano t , em kWh |
| F_t^C | parcela fixa dos proveitos da comercialização no ano t , em escudos |
| $P_{NC,t}^C$ | parcela variável por cliente final no ano t , em escudos por cliente |
| NC_t^C | número de clientes finais no ano t |
| $P_{E,t}^C$ | parcela variável unitária da energia eléctrica entregue no ano t , em escudos/kWh |
| $R_{DSM,t}$ | proveitos autorizados para aplicação em projectos de gestão da procura no ano t , em escudos |
| \tilde{C}_t^C | componente de repercussão de custos a aplicar no ano t , em escudos |
| Δ_{t-2}^C | ajustamento, no ano t , dos proveitos resultantes da venda a clientes finais no ano $t-2$, em escudos. |

2 - A parcela fixa dos proveitos (F_t^C) evolui anualmente de acordo com a seguinte fórmula:

$$F_t^C = \begin{cases} F_1^C & (t=1) \\ F_{t-1}^C \times \left(1 + \frac{IPC_t - X_{F,t}^C}{100}\right) & (t=2, \dots, n) \end{cases} \quad (27)$$

em que:

- F_1^C parcela fixa dos proveitos no primeiro ano do período de regulação, em escudos
- F_{t-1}^C parcela fixa dos proveitos no ano $t-1$, em escudos
- IPC_{t-1} taxa de inflação no ano $t-1$, em percentagem
- $X_{F,t}^C$ parâmetro associado à parcela fixa dos proveitos no ano t , em percentagem.

3 - O nível médio de proveitos por cliente final ($P_{NC,t}^C$) evolui anualmente de acordo com a seguinte fórmula:

$$P_{NC,t}^C = \begin{cases} P_{NC,1}^C & (t=1) \\ P_{NC,t-1}^C \times \left(1 + \frac{IPC_{t-1} - X_{NC,t}^C}{100}\right) & (t=2, \dots, n) \end{cases} \quad (28)$$

em que:

- $P_{NC,1}^C$ nível médio de proveitos por cliente final no primeiro ano do período de regulação, em escudos por cliente
- $P_{NC,t-1}^C$ nível médio de proveitos por cliente final no ano $t-1$, em escudos por cliente
- IPC_{t-1} taxa de inflação no ano $t-1$, em percentagem
- $X_{NC,t}^C$ parâmetro associado ao nível médio de proveitos permitidos por cliente final no ano t , em percentagem.

4 - A parcela variável unitária da energia eléctrica entregue ($P_{E,t}^C$) evolui anualmente de acordo com a seguinte fórmula:

$$P_{E,t}^C = \begin{cases} P_{E,1}^C & (t=1) \\ P_{E,t-1}^C \times \left(1 + \frac{IPC_{t-1} - X_{E,t}^C}{100}\right) & (t=2, \dots, n) \end{cases} \quad (29)$$

em que:

- $P_{E,1}^C$ parcela variável unitária da energia eléctrica entregue no primeiro ano do período de regulação, em escudos /kWh
- $P_{E,t-1}^C$ parcela variável unitária da energia eléctrica entregue no ano $t-1$, em escudos /kWh
- IPC_{t-1} taxa de inflação no ano $t-1$, em percentagem
- $X_{E,t}^C$ parâmetro associado à energia eléctrica entregue no ano t , em percentagem.

5 - A taxa de inflação referida nos n.ºs 2, 3 e 4 é medida pela variação média dos últimos doze meses do índice de preços no consumidor no Continente em Junho de $(t-1)$, publicada pelo INE no “Índice de Preços no Consumidor”.

6 - A componente $R_{DSM,t}$ tem em cada ano um valor máximo, a definir pela ERSE, só sendo considerados pertencentes a esta componente os montantes expressamente aceites para efeitos de regulação.

7 - A componente de repercussão de custos é dada pela seguinte fórmula:

$$\tilde{C}_t^C = \tilde{C}_{V,t}^E + \tilde{C}_{NV,t}^E + \tilde{C}_t^D \quad (t=1, \dots, n) \quad (30)$$

em que:

- $\tilde{C}_{V,t}^E$ custo total da energia eléctrica adquirida à entidade concessionária da RNT no ano t , em escudos
- $\tilde{C}_{NV,t}^E$ custo permitido para a parcela de aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados, importações directas e importações através da RNT no ano t , em escudos, nos termos do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 184/95, com a nova redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março
- \tilde{C}_t^D custo aceite pela aquisição de serviços de distribuição no ano t , em escudos

8 - A parcela $\tilde{C}_{NV,t}^E$ prevista no número anterior é dada por:

$$\tilde{C}_{NV,t}^E = \begin{cases} CRNT_t - 0,5 \times (CRNT_t - CSENV_t) & \text{se } CSENV_t < CRNT_t \\ CRNT_t & \text{se } CSENV_t \geq CRNT_t \end{cases} \quad (31)$$

em que:

- $CRNT_t$ custo equivalente de aquisição à entidade concessionária da RNT da energia adquirida ao abrigo do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 184/95
- $CSENV_t$ custo de aquisição da energia adquirida ao abrigo do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 184/95

9 - O valor $CRNT_t$ referido no número anterior é obtido aplicando as seguintes tarifas aos fornecimentos adquiridos ao abrigo do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 184/95:

- a) Aquisição a um produtor não vinculado ligado à rede de distribuição:
 - i) Tarifa de Energia e Potência;
 - ii) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT;
- b) Importação directa:
 - i) Tarifa de Energia e Potência;
 - ii) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT;
- c) Importação através da entidade concessionária da RNT:
 - i) Tarifa de Energia e Potência.

Artigo 39.º

Ajustamento anual

1 - Os proveitos a proporcionar num dado ano (t) pelas tarifas de Venda a Clientes Finais, são ajustados pela diferença entre os proveitos efectivamente facturados no ano ($t-2$) e os que resultam da aplicação da fórmula (26) aos valores verificados para as variáveis, no ano ($t-2$).

2 - Nos dois primeiros anos do primeiro período de regulação, não se aplica qualquer ajustamento aos proveitos a proporcionar pela tarifas de Venda a Clientes Finais ($\Delta_{t-2}^{RC} = 0$). Os eventuais desvios nestes dois anos têm incidência nas tarifas do terceiro e do quarto ano.

3 - O ajustamento dos proveitos é dado pela seguinte fórmula:

$$\Delta_{t-2}^{RC} = R_{t-2}^C - \bar{P}_{t-2}^C \times E_{t-2}^C \quad (t=3,\dots,n) \quad (32)$$

em que:

| | |
|---------------------|--|
| Δ_{t-2}^{RC} | diferença entre os proveitos facturados e os permitidos no ano $t-2$, em escudos |
| R_{t-2}^C | proveitos facturados no ano $t-2$, pela venda a clientes finais, em escudos |
| \bar{P}_{t-2}^C | preço médio de venda a clientes finais de energia eléctrica no ano $t-2$, em escudos/kWh, calculado utilizando a fórmula (26) |
| E_{t-2}^C | energia eléctrica vendida a clientes finais no ano $t-2$, em kWh. |

4 - Os proveitos R_{t-2}^C referidos no número anterior relativos às vendas em BT devem corresponder à facturação que resultaria da aplicação das tarifas que seriam estabelecidas na ausência do mecanismo de limitação dos acréscimos em BT, caracterizado na Secção III do presente capítulo.

Os valores relativos às vendas em BT ($R_{t-2}^{*C,BT}$) podem ser calculados da seguinte forma:

$$R_{t-2}^{*C,BT} = R_{t-2}^{C,BT} - [W_{t-2} - W_{t-3} \times (1 + i_{t-3})] \quad (33)$$

em que:

| | |
|------------------|---|
| $R_{t-2}^{C,BT}$ | proveitos de vendas a clientes finais em BT com as tarifas em vigor no ano $t-2$, em escudos |
| W_{t-2} | valor acumulado no ano $t-2$ dos custos não repercutidos nas tarifas em anos anteriores, conforme definido na Secção III do presente capítulo, em escudos |
| i_{t-3} | taxa de juro LISBOR a três meses em vigor em Junho de $t-3$, acrescida de um ponto percentual. |

5 - Nos casos em que as tarifas aplicadas em ($t-2$) tenham resultado de uma proposta nos termos do n.º 4 do artigo 7.º, os proveitos R_{t-2}^C referidos no n.º 3 correspondem à facturação que resultaria da aplicação das tarifas que seriam estabelecidas na ausência da proposta apresentada nos termos do n.º 4 do artigo 7.º.

6 - O ajustamento dos proveitos está ainda sujeito a outras condições relacionadas com o nível dos lucros que possam ocorrer.

7 - Para efeitos do número anterior, deve comparar-se o lucro associado à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica do conjunto dos distribuidores vinculados, num dado ano, com o limite estabelecido para cada período de regulação. Caso ultrapasse o limite, há lugar a partilha entre a distribuição vinculada e os utilizadores da rede, de acordo com critérios definidos nos números seguintes.

8 - O lucro referido no número anterior é definido pela seguinte fórmula:

$$L_{t-2}^C = R_{t-2}^C - CEVMC_{t-2}^C - FSE_{t-2}^C - CP_{t-2}^C \quad (t=3,\dots,n) \quad (34)$$

em que:

L_{t-2}^C lucro decorrente da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica no ano $t-2$, em escudos

R_{t-2}^C proveitos facturados no ano $t-2$, pela venda a clientes finais, em escudos

$CEVMC_{t-2}^C$ custo das existências vendidas e das matérias consumidas na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica no ano $t-2$, em escudos

FSE_{t-2}^C valor dos fornecimentos e serviços externos na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica no ano $t-2$, em escudos

CP_{t-2}^C custos com o pessoal na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica no ano $t-2$, em escudos

O estabelecido nos n.ºs 4 e 5 é aplicável na presente fórmula.

9 - Caso haja lugar à partilha, isto é, se

$$L_{t-2}^C > \frac{\lambda^{C1}}{100} \times R_{t-2}^C \quad (t=3,\dots,n)$$

o ajustamento (Δ_{t-2}^{LC}), que traduz a partilha entre a comercialização e os utilizadores da rede, é dado pela seguinte fórmula:

$$\Delta_{t-2}^{LC} = \sum_{j=1}^m \frac{\alpha^{Cj}}{100} \times \left(L_{t-2}^C - \frac{\lambda^{Cj}}{100} \times R_{t-2}^C \right) \quad (t=3,\dots,n) \quad (35)$$

para os λ^{Cj} que verificam $L_{t-2}^C \geq \frac{\lambda^{Cj}}{100} \times R_{t-2}^C$

sendo $\lambda^{Cj} < \lambda^{Cj+1}$ e $\sum_{j=1}^m \alpha^{Cj} \leq 100$

em que:

| | |
|---------------------|---|
| Δ_{t-2}^{LC} | parte dos lucros decorrente da venda de energia eléctrica no ano $t-2$ a entregar aos clientes finais no ano t , através duma redução nas tarifas, em escudos |
| j | escalões da entrega dos lucros |
| m | número de escalões da entrega dos lucros |
| α^{Cj} | percentagem do excedente dos lucros no escalão j a entregar aos clientes finais através duma redução nas tarifas |
| L_{t-2}^C | lucro no ano $t-2$, em escudos, calculado de acordo com a fórmula (34) |
| λ^{Cj} | limites ao lucro em percentagem dos proveitos |

10 - Os ajustamentos referidos nos n.ºs 3 e 8 são actualizados através de uma taxa de juro (i_{t-1}^C) definida da seguinte forma:

- a) para ajustamentos positivos, é a taxa de juro LISBOR a três meses, em vigor em Junho de $(t-1)$, acrescida de um ponto percentual;
- b) para ajustamentos negativos, é a taxa de juro LISBOR a três meses, em vigor em Junho de $(t-1)$.

11 - Da conjugação dos ajustamentos referidos no número anterior resulta o ajustamento Δ_{t-2}^C que pode ser:

- a) Positivo, situação que implica que os proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica têm que ser menores do que acontece sem este factor de ajustamento;
- b) Nulo ou negativo, caso em que os proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica são maiores do que na ausência do referido ajustamento.

12 - A combinação das diferentes possibilidades associadas ao ajustamento da diferença de proveitos (Δ_{t-2}^{RC}) e ao ajustamento dos lucros (Δ_{t-2}^{LC}) conduz a quatro casos possíveis para o valor do ajustamento Δ_{t-2}^C , seguidamente explicitados.

- a) $\Delta_{t-2}^{RC} > 0$ e $\Delta_{t-2}^{LC} > 0$

A componente de ajustamento dos proveitos é positiva, correspondendo ao maior dos desvios, isto é:

$$\Delta_{t-2}^C = \max\{\Delta_{t-2}^{RC}, \Delta_{t-2}^{LC}\} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^C}{100}\right)^2 \quad (t=3, \dots, n) \quad (36)$$

- b) $\Delta_{t-2}^{RC} > 0$ e $\Delta_{t-2}^{LC} = 0$

A componente de ajustamento dos proveitos é positiva, sendo o seu valor dado pela seguinte fórmula:

$$\Delta_{t-2}^C = \Delta_{t-2}^{RC} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^C}{100}\right)^2 \quad (t=3, \dots, n) \quad (37)$$

c) $\Delta_{t-2}^{RC} \leq 0$ e $\Delta_{t-2}^{LC} > 0$

Apesar de a actividade de Comercialização de Energia Eléctrica ter facturado menos do que o permitido pela fórmula do nível médio dos proveitos para efeitos de regulação, os seus lucros excedem a percentagem dos proveitos previamente determinada (λ^{C1}), pelo que a componente de ajustamento dos proveitos é positiva, sendo o seu valor dado pela seguinte fórmula:

$$\Delta_{t-2}^C = \Delta_{t-2}^{LC} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^C}{100}\right)^2 \quad (t=3, \dots, n) \quad (38)$$

d) $\Delta_{t-2}^{RC} \leq 0$ e $\Delta_{t-2}^{LC} = 0$

Neste caso, a facturação fica aquém do permitido pela fórmula (26) e o lucro não atingiu a percentagem dos proveitos (λ^{C1}) a partir do qual se prevê a partilha entre a comercialização e os utilizadores da rede. Há lugar a um ajustamento correspondente a um acréscimo nos proveitos permitidos no ano (t), igual ao desvio verificado em ($t-2$). É necessário, no entanto, a que nível de lucro este ajustamento conduz em ($t-2$). Assim, há que calcular o lucro associado aos proveitos corrigidos ($L_{t-2}'^C$) de acordo com a seguinte fórmula:

$$L_{t-2}'^C = L_{t-2}^C + |\Delta_{t-2}^{RC}| \quad (t=3, \dots, n) \quad (39)$$

valor que tem de ser comparado com o limite a partir do qual se procede a uma partilha, através da seguinte fórmula:

$$EL_{t-2}^C = L_{t-2}'^C - \frac{\lambda^{C1}}{100} \times (R_{t-2}^C + |\Delta_{t-2}^{RC}|) \quad (t=3, \dots, n) \quad (40)$$

O lucro associado aos proveitos corrigidos pode ou não exceder o limite estabelecido, o que conduz a dois casos possíveis para o valor do ajustamento:

d1) $EL_{t-2}^C \leq 0$

O ajustamento da diferença dos proveitos (Δ_{t-2}^{RC}) não ultrapassa o limite estabelecido, pelo que é totalmente recuperado pela comercialização:

$$\Delta_{t-2}^C = \Delta_{t-2}^{RC} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^C}{100}\right)^2 \quad (t=3, \dots, n) \quad (41)$$

d2) $EL_{t-2}^C > 0$

Há que deduzir ao ajustamento da diferença dos proveitos (Δ_{t-2}^{RC}) o resultado da partilha do lucro. Logo,

$$\Delta_{t-2}^C = \left\{ \Delta_{t-2}^{RC} - \sum_{j=1}^m \frac{\alpha^{Cj}}{100} \times \left[L_{t-2}^C - \frac{\lambda^{Cj}}{100} \times (R_{t-2}^C + |\Delta_{t-2}^{RC}|) \right] \right\} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^C}{100}\right)^2 \quad (42)$$

$(t=3, \dots, n)$

SECÇÃO III

Mecanismo de limitação dos acréscimos em BT

Artigo 40.º

Limitação dos acréscimos em BT

1 - Nos termos do n.º 4 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho, “o valor global resultante da aplicação das tarifas e preços (...) a clientes finais em baixa tensão (BT), não pode, em cada ano, ter aumentos superiores à taxa de inflação esperada para esse ano”.

2 - Nos termos do n.º 5 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, o valor dos custos não repercutidos nas tarifas de BT, como resultado do estabelecido no número anterior, pode ser recuperado nas tarifas dos cinco anos seguintes.

Artigo 41.º

Mecanismo de limitação

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

2 - A evolução do preço médio referida no número anterior, relevante para a comparação, é dada por:

$$\delta_t = \frac{\bar{P}_{BT,t}^*}{\bar{P}_{BT,t-1}} \quad (43)$$

em que:

$\bar{P}_{BT,t}^*$ preço médio de referência no ano t , em escudos/kWh
 $\bar{P}_{BT,t-1}$ preço médio de venda aos clientes finais em BT, estimado para o ano $t-1$, em escudos/kWh

3 - O preço médio de referência no ano (t) corresponde ao preço médio de venda aos clientes finais em BT, na ausência da limitação estabelecida no artigo 40.º.

4 - Caso o valor δ_t exceda a evolução do índice de preços implícito no Consumo Privado $\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$, isto é, se

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

então o preço médio de venda aos clientes finais em BT no ano (t) $\left(\bar{P}_{BT,t}\right)$, é dado por:

$$\bar{P}_{BT,t} = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \times \bar{P}_{BT,t-1} \quad (44)$$

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

$$C_t = \left(\delta_t - \frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right) \times \bar{P}_{BT,t-1} \times E_{BT,t} \quad (t=1,\dots,n) \quad (45)$$

em que:

$E_{BT,t}$ estimativa da quantidade de energia eléctrica vendida em BT no ano t , em kWh.

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:

$$W_t = W_{t-1} \times (1 + i_{t-1}) + \left(\delta_t - \frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right) \times \bar{P}_{BT,t-1} \times E_{BT,t} \times \sqrt{1 + i_{t-1}} \quad E_0 = 0 \quad (46)$$

em que:

i_{t-1} taxa de juro LISBOR a três meses em vigor em Junho de $t-1$, acrescida de um ponto percentual.

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

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

então o preço médio de venda aos clientes finais em BT no ano (t) é igual ao preço de referência:

$$\bar{P}_{BT,t} = \bar{P}_{BT,t}^* \tag{47}$$

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

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

há que calcular o preço médio em BT $(\bar{P}'_{BT,t})$ que permitiria anular W_{t-1} :

$$\bar{P}'_{BT,t} = \bar{P}_{BT,t}^* + \frac{W_{t-1} \times \sqrt{1+i_{t-1}}}{E_{BT,t}} \tag{48}$$

8 - Se o preço médio $\bar{P}'_{BT,t}$ satisfizer a limitação referida no n.º 1 do artigo 40.º, será este o preço médio de venda aos clientes finais em BT, isto é, se

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

então

$$\bar{P}_{BT,t} = \bar{P}'_{BT,t} \tag{49}$$

e, neste caso,
 $W_t = 0$

9 - Se o preço médio $\bar{P}'_{BT,t}$ não satisfizer a limitação referida no n.º 1 do artigo anterior, isto é, se

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

então o preço médio de venda aos clientes finais em BT é dado por:

$$\bar{P}_{BT,t} = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \times \bar{P}_{BT,t-1} \quad (50)$$

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):

$$W_t = W_{t-1} \times (1 + i_{t-1}) - (\bar{P}_{BT,t} - \bar{P}_{BT,t}^*) \times E_{BT,t} \times \sqrt{1 + i_{t-1}} \quad (51)$$

Artigo 42.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 ao disposto no n.º 7 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho.

CAPÍTULO VII

Estrutura das tarifas

SECÇÃO I

Disposições gerais

Artigo 43.º

Princípios

1 - A estrutura das tarifas definidas no Capítulo II deve ser estabelecida com base na estrutura dos respectivos custos marginais, tendo em vista a eficiência económica na utilização das redes e no uso da energia eléctrica.

2 - Na definição da estrutura de cada uma das tarifas devem ser tidos em conta outros objectivos e/ou restrições relevantes, nomeadamente:

- a) Não discriminação entre o SEP e o SENV, garantindo uma concorrência leal entre os dois sistemas;
- b) Simplicidade, permitindo uma fácil apreensão por parte dos utilizadores das redes e dos clientes finais;
- c) Estabilidade, tendo em conta as expectativas, os hábitos e os custos associados a um ajustamento a alterações de estrutura;
- d) Equilíbrio entre os ganhos de eficiência decorrentes de uma estrutura complexa que traduza mais fielmente os custos e os encargos adicionais associados a uma aparelhagem de medição e controlo mais complexa.

Artigo 44.º

Níveis de Tensão

1 - Consideram-se os seguintes níveis de tensão:

- a) Baixa Tensão (BT) tensão igual ou inferior a 1 kV;
..... tensão superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV;
- b) Média Tensão (MT) tensão superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV;
..... tensão superior a 110 kV.
- c) Alta Tensão (AT)
- d) Muito Alta Tensão (MAT)
.....

2 - Os valores de tensão indicados no número anterior referem-se a valores eficazes de tensão composta, ou seja, tensão entre fases.

SECÇÃO II

Estrutura da tarifa de Energia e Potência

Artigo 45.º

Estrutura geral

- 1 - A tarifa de Energia e Potência é composta pelos seguintes preços:
 - a) Preço da potência;
 - b) Preços da energia activa.
- 2 - O preço da potência é único, sendo definido em escudos por kW.
- 3 - Os preços da energia activa são discriminados por período tarifário, sendo definidos em escudos por kWh.

Artigo 46.º

Períodos tarifários

- 1 - Consideram-se os seguintes períodos sazonais:
 - a) Húmido de 1 de Novembro a 30 de Abril;
 - b) Seco de 1 de Maio a 31 de Outubro.
- 2 - Consideram-se três períodos horários:
 - a) Horas de ponta;
 - b) Horas cheias;
 - c) Horas de vazio.
- 3 - A duração dos períodos horários referidos no número anterior é caracterizada no Quadro 1.

QUADRO 1 DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS

| Período de hora legal de Inverno | Período de hora legal de Verão |
|--|--|
| Segunda a Sexta-feira Ponta: 5 h / dia Cheias: 12 h / dia Vazio: 7 h / dia | Segunda a Sexta-feira Ponta: 3 h / dia Cheias: 14 h / dia Vazio: 7 h / dia |
| Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio: 17 h / dia | Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio: 17 h / dia |
| Domingos Vazio: 24 h / dia | Domingos Vazio: 24 h / dia |

Artigo 47.º

Potência a facturar

1 - Sem prejuízo de eventuais correcções associadas a medições a tensão diferente da tensão de fornecimento, definidas no Regulamento das Relações Comerciais, a potência a facturar (PF) em cada período mensal é dada pela seguinte fórmula:

$$PF = d \times PT + (1 - d) \times PC \quad (52)$$

em que:

PF potência a facturar no período mensal, em kW

d parâmetro de ponderação das potências tomada e contratada

PT potência tomada no período mensal, em kW

PC potência contratada, em kW

2 - O parâmetro d referido no número anterior é fixado para cada período de regulação.

3 - A potência tomada num período mensal, referida na fórmula constante do n.º 1, é a maior potência média verificada em qualquer intervalo de quinze minutos durante esse período mensal.

4 - A potência contratada referida na fórmula constante do n.º 1, é actualizada para o valor da potência tomada sempre que este valor exceder a potência contratada; a actualização tem efeitos no mês em que se verificar tal facto e nos meses seguintes.

5 - Nos fornecimentos da entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados, a potência tomada referida na fórmula constante do n.º 1 é igual à potência tomada síncrona do conjunto de pontos de entrega. A potência contratada é igual ao máximo da potência tomada nos últimos doze meses, incluindo o mês objecto de facturação.

6 - Os pontos de entrega referidos no número anterior são definidos no Regulamento das Relações Comerciais.

7 - Na facturação das vendas dos distribuidores vinculados em MT e AT aos distribuidores vinculados em BT, o valor da potência facturada resultante da fórmula constante do n.º 1 é ajustado para perdas. O parâmetro de ajustamento é igual ao parâmetro γ_{MT}^T previsto no n.º 3 do artigo 52.º para aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte a clientes não vinculados em MT.

Artigo 48.º

Energia activa a facturar

1 - Sem prejuízo de eventuais correcções associadas a medições a tensão diferente da tensão de fornecimento, definidas no Regulamento das Relações Comerciais, a energia activa a facturar em cada período tarifário é a energia activa medida no período.

2 - Na facturação das vendas da entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados em MT e AT, a energia activa a facturar é estabelecida no Regulamento das Relações Comerciais, tendo em conta a energia activa fornecida e recebida nos pontos de entrega e recepção.

3 - Na facturação das vendas dos distribuidores vinculados em MT e AT aos distribuidores vinculados em BT, à energia medida é aplicado um factor de ajustamento para perdas γ_i^E , variável por período horário i , a definir para cada período de regulação.

SECÇÃO III

Estrutura da tarifa de Uso Global do Sistema

Artigo 49.º

Estrutura geral

1 - A tarifa de Uso Global do Sistema é composta por um preço aplicável à energia activa.

2 - O preço referido no número anterior é fixo, sendo definido em escudos por kWh.

Artigo 50.º

Energia activa a facturar

1 - Sem prejuízo de eventuais correcções associadas a medições a tensão diferente da tensão de fornecimento, definidas no Regulamento das Relações Comerciais, a energia activa facturada é dada pela energia medida à qual se aplica um factor de ajustamento para perdas.

2 - A energia medida referida no número anterior corresponde à energia entregue aos distribuidores vinculados ou aos clientes não vinculados.

3 - Na facturação das vendas da entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados em MT e AT é aplicável o disposto do n.º 2 do artigo 48.º.

4 - O factor de ajustamento para perdas referido no n.º 1 é igual à unidade para as entregas da entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados em MT e AT, bem como para as entregas a clientes não vinculados em MAT.

5 - O factor de ajustamento para perdas referido no n.º 1 é diferenciado por nível de tensão para as entregas aos clientes não vinculados em AT e MT, sendo definidos:

a) γ_{AT}^U – para as entregas a clientes não vinculados em AT;

b) γ_{MT}^U – para as entregas a clientes não vinculados em MT;

6 - Os valores para os parâmetros referidos no número anterior são fixados anualmente e publicados em conjunto com o tarifário, referido na alínea a) do artigo 106.º.

SECÇÃO IV

Estrutura das tarifas de Uso da Rede de Transporte

Artigo 51.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Uso da Rede de Transporte são diferenciadas por nível de tensão, sendo definidas duas tarifas:

- a) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT;
- b) Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT.

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

- a) Preço da potência;
- b) Preços da energia reactiva.

3 - Os preços da energia reactiva são discriminados, para cada tarifa, em:

- a) Preço da energia reactiva fornecida;
- b) Preço da energia reactiva recebida.

4 - Os preços da potência são estabelecidos em escudos por kW.

5 - Os preços da energia reactiva são estabelecidos em escudos por kvarh.

Artigo 52.º

Potência a facturar

1 - Sem prejuízo de eventuais correcções associadas a medições a tensão diferente da tensão de fornecimento, definidas no Regulamento das Relações Comerciais, a potência facturada em cada período mensal é dada pela potência média nas horas de ponta, à qual se aplica um factor de ajustamento para perdas.

2 - O factor de ajustamento para perdas referido no número anterior é igual à unidade para as entregas da entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados em MT e AT, bem como para as entregas a clientes em MAT.

3 - O factor de ajustamento para perdas referido no n.º 1 é diferenciado por nível de tensão para as entregas a clientes não vinculados em AT e MT, sendo definidos:

- a) γ_{AT}^T – para as entregas a clientes não vinculados em AT;
- b) γ_{MT}^T – para as entregas a clientes não vinculados em MT.

4 - Os valores para os parâmetros referidos no número anterior são fixados anualmente e publicados em conjunto com o tarifário, referido na alínea a) do artigo 106.º.

Artigo 53.º

Energia reactiva a facturar

- 1 - A energia reactiva entregue a facturar num período mensal é a energia reactiva entregue durante esse período mensal no período fora das horas de vazio que exceder 40% da energia activa entregue no mesmo período.
- 2 - A energia reactiva recebida a facturar num período mensal é a energia reactiva recebida durante esse período mensal no período de horas de vazio.
- 3 - Nas entregas da entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados em MT e AT, são definidos no Regulamento das Relações Comerciais os pontos de entrega em que há lugar a facturação de energia reactiva.

Artigo 54.º

Períodos tarifários

- 1 - Consideram-se os seguintes períodos sazonais:
 - a) Húmido de 1 de Novembro a 30 de Abril;
 - b) Seco de 1 de Maio a 31 de Outubro.
- 2 - Consideram-se três períodos horários:
 - a) Horas de ponta;
 - b) Horas cheias;
 - c) Horas de vazio.
- 3 - A duração dos períodos horários referidos no número anterior é caracterizada no Quadro 2.

**QUADRO 2
DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS**

| Período de hora legal de Inverno | Período de hora legal de Verão |
|--|--|
| Segunda a Sexta-feira Ponta: 5 h / dia Cheias: 12 h / dia Vazio: 7 h / dia | Segunda a Sexta-feira Ponta: 3 h / dia Cheias: 14 h / dia Vazio: 7 h / dia |
| Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio: 17 h / dia | Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio: 17 h / dia |
| Domingos Vazio: 24 h / dia | Domingos Vazio: 24 h / dia |

- 4 - O período fora das horas de vazio referido no artigo anterior corresponde ao período que engloba os períodos de hora de ponta e horas cheias.

SECÇÃO V

Estrutura das tarifas de Uso da Rede de Distribuição

Artigo 55.º

Estrutura geral

1 - As tarifas de Uso da Rede de Distribuição são diferenciadas por nível de tensão, sendo definidas três tarifas:

- a) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição de Alta Tensão;
- b) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição de Média Tensão;
- c) Tarifa de Uso da Rede de Distribuição de Baixa Tensão.

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

- a) Preço da potência;
- b) Preços da energia reactiva.

3 - Os preços da energia reactiva são discriminados, para cada tarifa, em:

- a) Preço da energia reactiva fornecida;
- b) Preço da energia reactiva recebida.

4 - Os preços da potência são constantes em cada tarifa, sendo estabelecidos em escudos por kW.

5 - Os preços da energia reactiva são estabelecidos em escudos por kvarh.

Artigo 56.º

Potência a facturar

1 - Sem prejuízo de eventuais correcções associadas a medições a tensão diferente da tensão de fornecimento definidas no Regulamento das Relações Comerciais, a potência facturada em cada período mensal é dada pela potência média nas horas de ponta à qual se aplicam factores de ajustamento para perdas.

2 - Os factores de ajustamento para perdas referidos no número anterior são diferenciados tendo em conta a tensão da rede e a tensão de entrega.

3 - Os factores de ajustamento para perdas para aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição de AT são:

$\gamma_{AT,AT}^D = 1$ - para entregas a clientes não vinculados em AT

$\gamma_{AT,MT}^D$ - para entregas a clientes não vinculados em MT

$\gamma_{AT,BT}^D$ - para entregas a clientes não vinculados em BT.

4 - Os factores de ajustamento para perdas para aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição de MT são:

$\gamma_{MT,MT}^D = 1$ - para entregas a clientes não vinculados em MT

$\gamma_{MT,BT}^D$ - para entregas a clientes não vinculados em BT.

5 - Os valores para os parâmetros referidos nos n.ºs 3 e 4 são fixados anualmente, sendo publicados no tarifário, referido na alínea a) do artigo 106.º.

Artigo 57.º

Energia reactiva a facturar

1 - A energia reactiva entregue a facturar num período mensal é a energia reactiva entregue durante esse período mensal no período fora das horas de vazio que exceder 40% da energia activa entregue no mesmo período.

2 - A energia reactiva recebida a facturar num período mensal é a energia reactiva recebida durante esse período mensal no período fora das horas de vazio.

3 - Para efeitos de facturação de energia reactiva, só há lugar à aplicação da tarifa de Uso da Rede de Distribuição do nível de tensão de entrega.

Artigo 58.º

Períodos tarifários

1 - Consideram-se os seguintes períodos sazonais:

- a) Húmido de 1 de Novembro a 30 de Abril;
- b) Seco de 1 de Maio a 31 de Outubro.

2 - Consideram-se três períodos horários:

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

3 - A duração dos períodos horários referidos no número anterior é caracterizada no Quadro 3.

**QUADRO 3
DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS**

| Período de hora legal de Inverno | Período de hora legal de Verão |
|--|---|
| Segunda a Sexta-feira Ponta: 5 h / dia Cheias: 12 h / dia Vazio: 7 h / dia | Segunda a Sexta-feira Ponta: 3 h / dia Cheias: 14 h / dia Vazio: 7h / dia |
| Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio: 17 h / dia | Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio: 17 h / dia |
| Domingos Vazio: 24 h / dia | Domingos Vazio: 24 h / dia |

4 - O período fora das horas de vazio referido no artigo anterior responde ao período que engloba os períodos de hora de ponta e horas cheias.

SECÇÃO VI

Estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais

Artigo 59.º

Estrutura geral

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

- a) Preços da potência;
- b) Preços da energia activa;
- c) 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 de entrega de energia eléctrica;
- d) Interruptibilidade.

Artigo 60.º

Opções tarifárias

1 - Em cada nível de tensão são definidas as opções tarifárias indicadas no Quadro 4.

2 - Para cada opção tarifária são estabelecidos no Quadro 4 valores limites da potência contratada.

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

4 - A tarifa social destina-se aos consumos relativos a casas de habitação, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional, com potência contratada de 1,15 kVA e um consumo anual não superior a 270 kWh.

QUADRO 4
ESTRUTURA DAS TARIFAS

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

- (1) – x Existência de preço correspondente
 - Não facturação
- (2) – x Existência de regime de interruptibilidade opcional
 - Não existência de regime de interruptibilidade
- (3) – Por acordo entre o distribuidor vinculado e o cliente final, tendo em conta o estabelecido na alínea a) do artigo 5.º, podem ser considerados valores inferiores aos indicados
- (4) – 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, podem ser considerados valores inferiores aos indicados.

Artigo 61.º

Períodos tarifários

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

- a) Húmido de 1 de Novembro a 30 de Abril;
- b) Seco de 1 de Maio a 31 de Outubro.

2 - Para efeitos de facturação, os períodos sazonais Húmido e Seco terminam ou iniciam-se no momento das leituras ordinárias mais próximas das respectivas datas, fixadas no número anterior.

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

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

4 - A duração dos períodos referidos no número anterior é definida nos Quadros 5.1, 5.2 e 5.3.

QUADRO 5 DURAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS

Quadro 5.1 - Ciclo semanal:

| Período de hora legal de Inverno | Período de hora legal de Verão |
|--|--|
| Segunda a Sexta-feira Ponta: 5 h / dia Cheias: 12 h / dia Vazio: 7 h / dia | Segunda a Sexta-feira Ponta: 3 h / dia Cheias: 14 h / dia Vazio: 7 h / dia |
| Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio: 17 h / dia | Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio: 17 h / dia |
| Domingos Vazio: 24 h / dia | Domingos Vazio: 24 h / dia |

Quadro 5.2 - 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: 10 h / dia | Vazio: 10 h / dia |

Quadro 5.3 - Horário transitório

No caso do distribuidor vinculado não dispor de aparelhagem de medição adequada à implementação do ciclo semanal previsto no Quadro 5.1 aplica transitoriamente o seguinte horário:

| Período de hora legal de Inverno | Período de hora legal de Verão |
|--|---|
| Segunda a Sexta-feira Ponta: 4 h / dia Cheias: 13 h / dia Vazio: 7 h / dia | Segunda a Sexta-feira Ponta: 4 h / dia Cheias: 13 h / dia (a) 12,5 h / dia (b) Vazio: 7 h / dia (a) 7,5 h / dia (b) |
| Sábados Cheias: 7 h / dia Vazio: 17 h / dia | Sábados Cheias: 7,5 h / dia Vazio: 16,5 h / dia |
| Domingos Vazio: 24 h / dia | Domingos Vazio: 24 h / dia |

(a) Excepto à segunda-feira

(b) Unicamente à segunda-feira

Notas:

1 - No caso das tarifas bi-horárias de BT até 20,7 kVA e nos casos das tarifas tri-horárias com contagem bi-horária, o período fora de vazio engloba as horas de ponta e as horas cheias.

2 - Os clientes finais alimentados em MAT e AT podem solicitar a concessão dos feriados nacionais como períodos de vazio.

Artigo 62.º

Consumos sazonais

- 1 - São considerados consumos sazonais os referentes a actividades económicas que normalmente só ocorrem em dado período do ano.
- 2 - São excluídos, nomeadamente, os consumos referentes a casas de habitação.

Artigo 63.º

Fornecimento em BTE e BTN

- 1 - Os fornecimentos em BT com potência contratada superior a 41,4 kW são designados por fornecimentos em BTE.
- 2 - Os fornecimentos em BT com potência contratada igual ou inferior a 41,4 kW são designados por fornecimentos em BTN.

Artigo 64.º

Potência a facturar em MAT, AT, MT e BTE

- 1 - Nos fornecimentos de energia eléctrica em MAT, AT, MT e BTE a potência a facturar (*PF*) é determinada de acordo com a fórmula seguinte:

$$PF = PC - k \times (PC - PT) \quad (53)$$

em que:

| | |
|-----------|--|
| <i>PC</i> | potência contratada, em kW |
| <i>PT</i> | potência tomada no período mensal, em kW |
| <i>k</i> | parâmetro de ponderação das potências tomada e contratada. |

- 2 - A potência tomada num período mensal (*PT*), referida no número anterior, é a maior potência média verificada em qualquer intervalo de quinze minutos durante esse período.
- 3 - A potência contratada (*PC*), referida no n.º 1, é actualizada para o valor da potência tomada, sempre que esta exceda a potência contratada; a actualização tem efeitos no mês em que se verificar tal facto e nos meses seguintes.
- 4 - O valor do parâmetro *k* referido no n.º 1 é igual a:
 - a) Para consumos não sazonais 0,80
 - b) Para consumos sazonais 0,95.
- 5 - Para efeitos do número anterior, são considerados consumos sazonais os que, para além de satisfazerem o disposto no artigo 62.º, apresentem pelo menos 5 meses contíguos de ausência de consumos num período anual.

6 - Em caso de não cumprimento do estipulado no parágrafo anterior, o distribuidor vinculado pode suspender a aplicação do valor do parâmetro k considerado para consumos sazonais.

7 - Por opção, os clientes finais podem dispor de dupla medição de ponta, em que é feita a medição separada da potência tomada nas horas de vazio e fora de vazio.

8 - Nos clientes finais com dupla medição de potência, nos termos do número anterior, a potência a facturar é dada pela fórmula constante do n.º 1, sendo PT a potência tomada apenas fora do período de vazio; para efeitos de determinação da potência contratada, considera-se a potência tomada a qualquer momento.

9 - Qualquer pedido de redução de potência contratada pode ser suspenso até que decorram doze meses sobre o último mês em que a potência tomada for maior ou igual ao valor da nova potência contratada.

10 - Nos casos em que o cliente final tenha procedido na sua instalação a investimentos tendo em vista a utilização mais racional da energia e dos quais tenha resultado uma redução, com carácter permanente, da potência tomada o pedido de redução de potência contratada é satisfeito no mês seguinte.

11 - O aumento de potência contratada por um cliente final abrangido pelo número anterior antes de decorrido o prazo de doze meses estabelecido no n.º 9, concede ao distribuidor vinculado o direito de actualizar a potência contratada para o valor anterior à redução e de cobrar, desde a data da redução, a diferença entre o encargo de potência que teria sido facturado se não houvesse redução de potência contratada e o efectivamente cobrado.

12 - Salvo acordo escrito, tendo em atenção o disposto na alínea a) do artigo 5.º considera-se, para efeitos de facturação, mesmo no caso de existência de um contrato único, como potências tomada e contratada de um conjunto de pontos de entrega a um cliente final, respectivamente, a soma das potências tomadas e a soma das potências contratadas dos vários pontos de entrega do conjunto.

Artigo 65.º

Potência a facturar em BTN

1 - Nos fornecimentos de energia eléctrica em BTN a potência a facturar é igual à potência contratada.

2 - A potência contratada é variável por escalões, indicados no Quadro 6.

3 - Nas entregas de energia eléctrica para Iluminação Pública não há lugar à facturação de potência.

4 - Quando, por razões técnicas, o distribuidor vinculado entender ser a alimentação trifásica a forma mais adequada de efectuar um determinado fornecimento para consumos domésticos, e desde que o cliente final não se oponha a esse tipo de fornecimento, é concedida uma margem de 3,45 kVA, utilizando um disjuntor de calibre superior em 3x5A ao correspondente à potência contratada.

5 - Nos casos referidos no número anterior, os valores da potência contratada não poderão ser inferiores a 3,45 kVA ou superior a 13,8 kVA.

6 - Para determinação da potência contratada de um cliente final com vários pontos de entrega aplica-se o disposto no n.º 12 do artigo anterior.

7 - A qualquer momento, os clientes finais podem pedir por escrito alteração da potência contratada.

8 - Salvo quando tenham decorrido doze meses sobre a redução de potência, qualquer pedido de aumento de potência concede ao distribuidor vinculado o direito de cobrar a diferença entre os encargos mensais correspondentes à nova potência e à potência resultante da redução, desde a data em que esta foi concedida.

QUADRO 6 ESCALÕES DE POTÊNCIA EM BTN

| Opções Tarifárias | Escalões de Potência Contratada (kVA) |
|--------------------------------------|---|
| Tarifa Social (BTISO) | 1,15 |
| Tarifa Simples (BT1SI) | 1,15 - 3,45 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7 |
| Tarifa Bi-Horária (BT1BH) | 3,45 - 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 Simples (BTSSI) | 3,45 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7 |
| Tarifa Sazonal Bi-Horária (BTSBH) | 3,45 - 6,9 - 10,35 - 13,8 - 17,25 - 20,7 |

Artigo 66.º

Energia activa a facturar

A energia activa a facturar é a energia activa consumida em cada período tarifário.

Artigo 67.º

Energia reactiva a facturar

1 - Sempre que a potência facturada é expressa em kVA, não há lugar à facturação de energia reactiva; nos restantes casos, procede-se de acordo com as regras estabelecidas nos números seguintes.

2 - É facturada a energia reactiva consumida fora das horas de vazio que exceda 40% da energia activa no mesmo período.

3 - Pode ser facturada a energia reactiva fornecida à rede durante as horas de vazio.

4 - Para qualquer novo cliente final, só pode ser facturada energia reactiva decorridos oito meses após o início do fornecimento.

Artigo 68.º

Interruptibilidade

- 1 - Para os clientes finais com possibilidade de reduzirem a carga em períodos definidos pelo distribuidor vinculado, pode estar disponível uma tarifa específica, traduzindo os benefícios para o SEP decorrentes da flexibilidade nos fornecimentos em causa.
- 2 - O presente regulamento estabelece na Secção VII um regime de interruptibilidade.

Artigo 69.º

Situações transitórias

- 1 - As regras a adoptar nos casos em que o equipamento de medição e controle da potência se revele inadequado à opção tarifária correspondente, não permitindo a facturação nos termos do presente regulamento, são publicadas no tarifário anual previsto na alínea a) do artigo 106.º.
- 2 - Os clientes finais com alimentação trifásica, aos quais haja sido concedida uma margem de 3,45 kVA no controlo da potência, utilizando-se para esse efeito um disjuntor de calibre superior em 3x5A ao correspondente à potência contratada, continuam a beneficiar daquela margem.
- 3 - Os clientes finais sazonais que estejam a ser facturados pela tarifa sazonal tri-horária para potências contratadas até 13,8 kVA, continuam, transitoriamente, a ser facturados por uma tarifa sazonal tri-horária específica.

SECÇÃO VII

Regime de interruptibilidade

Artigo 70.º

Âmbito

- 1 - A presente Secção aplica-se aos clientes finais que, por ponto de entrega, aceitem um regime de interruptibilidade nas condições estabelecidas nesta Secção e que tenham uma utilização anual da potência facturada maior ou igual a 2000 horas.
- 2 - O valor da utilização anual da potência facturada é calculado pelo quociente entre o consumo correspondente aos últimos doze meses (incluindo o consumo do mês a que a factura se refere) e a média das potências facturadas no mesmo período. No caso de novos clientes finais com consumos em menos de doze meses, consideram-se apenas os meses verificados, extrapolando-se o valor de utilização da potência para o ano (por proporção simples do número de dias).

Artigo 71.º

Regime de interruptibilidade

O regime de interruptibilidade estabelecido nesta Secção obriga o cliente final a uma redução de carga de pelo menos 4 MW em períodos definidos pelo distribuidor vinculado, concedendo-lhe este, em contrapartida, um desconto correspondente à valia da redução para o distribuidor vinculado.

Artigo 72.º

Contrato de interruptibilidade

1 - Os clientes finais que desejem ser abrangidos pelo regime de interruptibilidade devem fazer o pedido por escrito ao distribuidor vinculado que, no prazo máximo de três meses contados a partir da data de recepção do pedido, procede à celebração do respectivo contrato.

2 - O contrato tem a duração de cinco anos, prorrogável, sucessiva e automaticamente, por iguais períodos, salvo se qualquer das partes o denunciar por escrito, com um pré-aviso mínimo de três meses em relação ao fim do período em curso.

3 - A rescisão do contrato por parte do cliente final, antes do termo do prazo, concede ao distribuidor vinculado o direito de indemnização por incumprimento, calculada nos termos do artigo 82.º

Artigo 73.º

Potência interruptível

1 - Na celebração do contrato, o cliente final acorda com o distribuidor vinculado a redução de carga a efectuar - potência interruptível - que, de acordo com o disposto no artigo 71.º, nunca pode ser inferior a 4 MW.

2 - Durante a vigência do contrato, qualquer pedido do cliente final, aceite pelo distribuidor vinculado, para redução da potência interruptível, confere ao distribuidor vinculado o direito a uma indemnização calculada nos termos do artigo 82.º, corrigida na proporção da redução da potência interruptível.

3 - Durante a vigência do contrato, qualquer pedido do cliente final, aceite pelo distribuidor vinculado, para aumento da potência interruptível, dá origem à celebração de um novo contrato com a duração de cinco anos.

Artigo 74.º

Situações de interrupção

1 - O regime de interruptibilidade compreende as seguintes situações de interrupção:

- a) Tipo “A”: caracterizadas por uma duração de 4 horas e por um pré-aviso mínimo de 1 hora;

b) Tipo “B”: caracterizadas por uma duração de 16 horas e por um pré-aviso mínimo de 4 horas.

2 - O distribuidor vinculado pode declarar, no máximo, uma interrupção diária, cinco semanais, vinte mensais e oitenta anuais, quer sejam do tipo “A” ou do tipo “B”, sem que o número total máximo de horas de interrupção exceda 320 horas por ano e 1000 horas no período de 5 anos de vigência do contrato.

3 - Após o início duma situação de interrupção, o distribuidor vinculado pode declarar o termo dessa situação antes do fim da sua duração normal, devendo, para isso, informar o cliente final.

4 - Nos casos referidos no número anterior, as interrupções são consideradas com a duração com que foram inicialmente declaradas.

Artigo 75.º

Cumprimento da interrupção

1 - Durante as situações de interrupção definidas no n.º 1 do artigo anterior, considera-se que o cliente final cumpre com a interrupção se, naquele período, a potência tomada (*PT*) for inferior à potência residual (*Pres*), correspondente à diferença entre a potência de referência (*Pref*) definida no número seguinte e a potência interruptível (*Pi*).

2 - Considera-se como potência de referência (*Pref*) a média das potências tomadas mensais fora de vazio do ano civil anterior.

3 - Para clientes finais ligados há menos de doze meses, considera-se como potência de referência no primeiro ano civil de vigência do contrato a potência contratada.

4 - Para clientes finais que tenham sofrido uma redução significativa e excepcional da potência tomada média num dado ano civil, poderá ser acordado um valor superior para a potência de referência do ano seguinte o qual, no entanto, não poderá exceder o valor da média das potências tomadas fora das horas de vazio no ano anterior àquele em que se verificou a redução.

Artigo 76.º

Desconto base mensal

1 - Os clientes finais que adiram ao regime de interruptibilidade definido no artigo 70.º, têm um desconto base mensal (*db*) determinado da seguinte forma:

$$db = 10 \times \frac{Pi}{Pref} \quad (54)$$

em que:

db desconto base mensal, em percentagem

Pi potência interruptível, em kW

$Pref$ potência de referência, em kW

2 - O valor do desconto mensal (db) é expresso em percentagem e arredondado à centésima.

3 - O desconto db é aplicado mensalmente à factura total resultante da aplicação do tarifário em vigor, nas parcelas de potência, energia activa e energia reactiva.

4 - Nos meses em que não for cumprido o limite mínimo de utilização anual da potência facturada, tal como definido nos n.ºs 1 e 2 do artigo 70.º, é nulo o valor do desconto db .

Artigo 77.º

Desconto adicional por utilização

1 - Aos clientes finais a quem tenham sido declaradas interrupções durante o ano civil e que tenham cumprido com algumas daquelas interrupções, é dado um desconto adicional anual (da), determinado da seguinte forma:

$$da = Pi \times (\alpha^A \times \sum T^A + \alpha^B \times \sum T^B) \quad (55)$$

em que:

da desconto adicional anual, em escudos

Pi potência interruptível, em kW

α^A custos variáveis evitados para as interrupções do tipo “A”, em escudos/kWh

α^B custos variáveis evitados para as interrupções do tipo “B”, em escudos/kWh

$\sum T^A$ duração total anual das interrupções cumpridas do tipo “A”, em horas

$\sum T^B$ duração total anual das interrupções cumpridas do tipo “B”, em horas

Por outro lado, α^A e α^B serão dados por:

$$\alpha^A = (C_{esp} \times C_{gas} + O \& M) - (0,7 \times T_{ept} + 0,3 \times T_{ech}) \quad (56)$$

$$\alpha^B = (C_{esp} \times C_{gas} + O\&M) - (0,25 \times Tept + 0,75 \times Tech) \quad (57)$$

em que:

| | |
|------------------------|--|
| <i>C_{esp}</i> | consumo específico de gasóleo de turbinas a gás (0,40 litros por kWh emitido) |
| <i>C_{gas}</i> | custo médio sem IVA de aquisição do gasóleo, no ano a que o desconto adicional se refere, em escudos |
| <i>O&M</i> | encargos variáveis de operação e manutenção, em escudos/kWh |
| <i>Tept</i> | preço da energia em horas de ponta na tarifa de AT - Médias Utilizações, em escudos/kWh |
| <i>Tech</i> | preço da energia em horas cheias na tarifa de AT - Médias Utilizações, em escudos/kWh. |

2 - O cálculo do desconto adicional (*da*) é feito no final de cada ano civil.

3 - No final de cada ano, a entidade concessionária da RNT indica à ERSE o valor correspondente ao custo de aquisição do gasóleo para produção de energia eléctrica nas centrais vinculadas com turbinas a gás alimentadas a gasóleo, bem como a respectiva justificação. No caso de não ter havido aquisição de gasóleo no decurso daquele ano, é considerado o custo médio que resultaria de uma aquisição de gasóleo no mercado nacional, uniforme ao longo do ano, sem IVA.

4 - Os encargos variáveis de operação e manutenção (*O&M*) são revistos anualmente, por indexação ao acréscimo médio das tarifas de venda a clientes finais, considerando um valor de 0,28 escudos/kWh para 1998.

5 - Os preços da energia (*Tept* e *Tech*) a utilizar no cálculo do desconto adicional em cada ano, são os correspondentes à média ponderada dos preços em vigor naquele ano, utilizando-se como ponderadores o número de dias de vigência de cada preço.

6 - O desconto máximo adicional a conceder é de 8% da factura total anual, resultante da aplicação do tarifário em vigor antes do desconto base (*db*), nas parcelas de potência, energia activa e energia reactiva.

Artigo 78.º

Penalização por incumprimento

1 - A verificação do grau de cumprimento das situações de interrupção é feita no final de cada ano civil, originando o incumprimento total ou parcial dessas situações uma redução ao desconto base (*db*) concedido durante aquele ano.

2 - A redução referida no número anterior (*Red*) é função do grau de incumprimento, sendo dada por um valor percentual determinado da seguinte forma:

$$Red = \frac{Nleq}{Na} \times 100 \quad (58)$$

onde *Nleq* é definido por:

$$Nleq = \sum_{n=1}^{NI} n \times \frac{Pt_n - Pres}{Pi} \quad (59)$$

em que:

| | |
|-----------------------|--|
| <i>Red</i> | redução a aplicar ao desconto base concedido (<i>db</i>), em percentagem |
| <i>Na</i> | número de situações de interrupção declaradas ao cliente final no decurso do ano civil |
| <i>NI</i> | número anual de incumprimentos |
| <i>n</i> | número de ordem da interrupção não cumprida |
| <i>Pt_n</i> | potência tomada no período <i>n</i> de interrupção não cumprida, em kW |
| <i>Pres</i> | potência residual, em kW |
| <i>Pi</i> | potência interruptível, em kW |

3 - A redução (*Red*) a aplicar não pode exceder o valor 200%, sendo este valor adoptado sempre que a fórmula prevista no número anterior conduza a um valor superior.

Artigo 79.º

Desconto efectivo

1 - Tendo em atenção o disposto no artigo 76.º, artigo 77.º e artigo 78.º, o desconto efectivo (*def*) de cada ano civil, que engloba o desconto base, o desconto adicional e as penalizações por incumprimento, é calculado no final de cada ano civil, sendo dado pela seguinte fórmula:

$$def = \left(\sum_{m=1}^{12} \frac{db_m}{100} \times F_m \right) \times \left(1 - \frac{Red}{100} \right) + da \quad (60)$$

em que:

| | |
|-----------------------|---|
| <i>def</i> | desconto efectivo anual (ou penalização, em caso de valor negativo), em escudos |
| <i>m</i> | número de ordem do mês (1=Janeiro, ..., 12=Dezembro) |
| <i>db_m</i> | desconto base no mês <i>m</i> , em percentagem |
| <i>F_m</i> | factura no mês <i>m</i> resultante da aplicação do tarifário, nas parcelas de potência, energia activa e energia reactiva, em escudos |
| <i>Red</i> | redução ao desconto base concedido, em percentagem |
| <i>da</i> | desconto adicional, em escudos |

2 - A diferença entre o desconto efectivo (*def*) e o montante recebido pelo cliente final a título de desconto base é calculado no final de cada ano civil, dando lugar a um pagamento do distribuidor vinculado ao cliente final no caso do valor ser positivo e a um pagamento do cliente final ao distribuidor vinculado no caso de valor negativo.

Artigo 80.º

Redução temporária da potência interruptível

- 1 - A potência residual definida no n.º 1 do artigo 75.º, não pode assumir valores negativos.
- 2 - Nos casos em que, num determinado ano, a potência de referência conduza a uma potência residual negativa, procede-se à redução da potência interruptível nesse ano, de modo a que a potência residual assuma o valor zero.

Artigo 81.º

Rescisão do contrato pelo distribuidor vinculado

Nos casos em que a redução da potência interruptível por força do n.º 2 do artigo 80.º, conduza, durante a vigência do contrato, a valores inferiores a 4 MW num período total acumulado superior a 1 ano, o distribuidor vinculado pode proceder à rescisão com justa causa do contrato.

Artigo 82.º

Rescisão do contrato pelo cliente final

A rescisão do contrato por parte do cliente final antes do termo do prazo estipulado, confere ao distribuidor vinculado o direito a uma indemnização (I) calculada da seguinte forma:

$$I = \bar{P} \times \bar{W} \times \frac{db}{100} \times (5 - D) \times 0,5 \quad (61)$$

em que:

- I indemnização derivada da rescisão do contrato, em escudos
- \bar{P} preço médio pago pelo cliente final no ano civil em curso (excluindo os descontos inerentes ao Regime de Interruptibilidade), em escudos/kWh
- \bar{W} consumo médio anual de energia activa durante a vigência do Contrato de Interruptibilidade, em kWh
- db valor do desconto base correspondente à data da rescisão, em percentagem
- D duração do contrato até à data de rescisão (número arredondado às décimas), em anos.

CAPÍTULO VIII

Procedimentos

SECÇÃO I

Disposições gerais

Artigo 83.º

Frequência de revisão das tarifas

- 1 - As tarifas estabelecidas nos termos do presente regulamento são actualizadas uma vez por ano, salvo o disposto no n.º 3 do presente artigo.
- 2 - Os procedimentos associados à revisão anual são definidos na Secção II.
- 3 - A título excepcional, por decisão da ERSE, pode ocorrer uma revisão antecipada.
- 4 - Os procedimentos associados a uma revisão excepcional são definidos na Secção III.

Artigo 84.º

Período de regulação

- 1 - O período de regulação normal é de cinco anos.
- 2 - Para cada período de regulação são fixados os valores dos parâmetros incluídos nas fórmulas que estabelecem os montantes de proveitos que cada tarifa regulada deve proporcionar.
- 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 extraordinária prevista no número anterior são definidos na Secção V.

SECÇÃO II

Fixação anual das tarifas

Artigo 85.º

Informação a fornecer pela entidade concessionária da RNT

1 - A entidade concessionária da RNT, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a seguinte informação:

- a) Balanço e demonstração de resultados e investimento por actividade, verificados no último ano ($t-2$);
- b) Estimativa de balanço e demonstração de resultados e orçamento de investimento por actividade para o ano em curso ($t-1$);
- c) Valores previsionais para os balanços e demonstrações de resultados e investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t);
- d) Balanço de energia eléctrica, relativamente ao último ano verificado ($t-2$), ao ano em curso ($t-1$) e ao ano seguinte (t);

2 - A informação prevista no número anterior deve satisfazer o estabelecido no Capítulo III do presente regulamento, designadamente no n.º 1 do artigo 13.º.

3 - Os balanços e demonstrações de resultados estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso ($t-1$).

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 fixação das tarifas.

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.

Artigo 86.º

Informação a fornecer pelos distribuidores vinculados

1 - Cada um dos distribuidores vinculados, com vista à fixação anual das tarifas, deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a seguinte informação:

- a) Balanço e demonstração de resultados e investimento por actividade, verificados no último ano ($t-2$);
- b) Estimativa de balanço e demonstração de resultados e orçamento de investimento por actividade para o ano em curso ($t-1$);
- c) Valores previsionais para os balanços e demonstrações de resultados e investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t);
- d) Balanço de energia eléctrica, relativamente ao último ano verificado ($t-2$), ao ano em curso ($t-1$) e ao ano seguinte (t);

2 - A informação prevista no número anterior deve satisfazer o estabelecido no Capítulo V, designadamente no n.º 1 do artigo 27.º.

3 - Os balanços e demonstrações de resultados relativos ao 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 - A informação relativa às medidas de protecção do ambiente e de gestão da procura deve ser apresentada com detalhe suficiente para uma apreciação caso a caso.

Artigo 87.º

Balanço de energia eléctrica

1 - Os balanços previsionais de energia eléctrica, apresentados de acordo com o previsto nos artigos anteriores, são sujeitos a uma apreciação conjunta pela ERSE, entidade concessionária da RNT e distribuidores vinculados, com vista à obtenção de uma coerência global.

2 - A apreciação conjunta prevista no número anterior deve permitir a elaboração de balanços de energia eléctrica globais e coerentes, até 15 de Junho.

3 - As entidades referidas no n.º 1 podem apresentar propostas de ajustamento aos balanços globais previstos no número anterior, até 15 de Setembro.

4 - Os ajustamentos previstos no número anterior devem conduzir a balanços revistos, a elaborar até 1 de Outubro.

Artigo 88.º

Activos da entidade concessionária da RNT a remunerar

1 - A ERSE, com vista à definição dos activos a remunerar, nos termos do estabelecido no Capítulo IV, procede a uma análise da informação recebida da entidade concessionária da RNT, designadamente a relativa aos investimentos no último ano verificado ($t-2$), no ano em curso ($t-1$) e no ano seguinte (t).

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos activos a remunerar, até 15 de Julho.

3 - A entidade concessionária da RNT pode apresentar propostas de ajustamento ao activo a remunerar, definido nos termos do número anterior, até 15 de Setembro.

4 - A apreciação dos ajustamentos apresentados nos termos do número anterior conduz a uma definição dos activos a remunerar, até 1 de Outubro.

Artigo 89.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 85.º.
- 2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação, até 15 de Julho.
- 3 - A entidade concessionária da RNT pode apresentar propostas de ajustamento aos valores estabelecidos no número anterior, até 15 de Setembro.
- 4 - A apreciação dos ajustamentos apresentados no número anterior conduz a uma definição dos valores a adoptar no cálculo das tarifas, até 1 de Outubro.

Artigo 90.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 86.º.
- 2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação, até 15 de Julho.
- 3 - Os distribuidores vinculados podem apresentar propostas de ajustamento aos valores estabelecidos no número anterior, até 15 de Setembro.
- 4 - A apreciação dos ajustamentos apresentados no número anterior conduz a uma definição dos valores a adoptar no cálculo das tarifas, até 1 de Outubro.

Artigo 91.º

Custos marginais

- 1 - A ERSE, com vista à análise da estrutura das tarifas reguladas define os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos marginais, até 15 de Junho de cada ano.
- 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 e transporte de energia eléctrica, até 15 de Julho.
- 3 - Os distribuidores vinculados, tendo em atenção os valores estabelecidos nos termos do n.º 1, devem enviar à ERSE valores relativos aos custos marginais de distribuição e comercialização de energia eléctrica, até 15 de Julho.

Artigo 92.º

Estruturas tarifárias

1 - A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados podem enviar à ERSE propostas de alteração das estruturas das tarifas reguladas ou das regras associadas, até 15 de Julho de cada ano.

2 - A ERSE procede a uma análise das propostas apresentadas, iniciando um processo de revisão do presente regulamento, no caso de considerar que as alterações propostas são significativas.

Artigo 93.º

Fixação das tarifas

1 - A ERSE elabora proposta de tarifas reguladas para o ano seguinte, até 15 de Outubro de cada ano.

2 - A ERSE envia a proposta à Direcção Geral do Comércio e 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.

3 - 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.

4 - A proposta referida no n.º 1 é, igualmente, enviada à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados.

5 - O Conselho Tarifário emite o parecer sobre a proposta tarifária no prazo máximo de 30 dias após recepção da proposta.

6 - 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.

7 - A ERSE envia o tarifário elaborado nos termos do número anterior para a Imprensa Nacional, com vista à publicação até 15 de Dezembro, no Diário da República, 2ª série.

8 - A ERSE procede, igualmente, a uma divulgação do parecer do Conselho Tarifário, acompanhado de uma nota explicativa das razões de eventual não consideração de propostas constantes do parecer.

SECÇÃO III

Fixação excepcional das tarifas

Artigo 94.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 pedido apresentado pela entidade concessionária da RNT ou por qualquer dos distribuidores vinculados.
- 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 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 Direcção Geral do Comércio e Concorrência (DGCC), ao Conselho Tarifário, à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados.

Artigo 95.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.
- 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 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, 2ª série.

9 - A ERSE procede, igualmente, a uma 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 96.º

Balanço de energia eléctrica

- 1 - A entidade concessionária da RNT e cada um dos distribuidores vinculados enviam 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 último ano verificado ($t-2$), o ano em curso ($t-1$) e os cinco 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 o cálculo das tarifas.
- 4 - Os balanços previsionais de energia eléctrica, apresentados de acordo com o previsto nos artigos anteriores, são sujeitos a uma apreciação conjunta pela ERSE, entidade concessionária da RNT e distribuidores vinculados, 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 97.º

Informação económico-financeira

- 1 - A entidade concessionária da RNT e cada um dos distribuidores vinculados enviam à ERSE, até 1 de Maio do ano anterior ao início de um novo período de regulação, a seguinte informação:
 - a) Balanço e demonstração de resultados e investimento por actividade, verificados no último ano ($t-2$);
 - b) Estimativa de balanço e demonstração de orçamento de resultados e investimento por actividade para o ano em curso ($t-1$);
 - c) Valores previsionais para os balanços e demonstrações de resultados e 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 balanços e demonstrações de resultados estimados para o ano em curso ($t-1$) e previstos para os cinco 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 98.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 84.º, até 1 de Junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação.

2 - A ERSE envia os valores estabelecidos nos termos do número anterior à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados.

3 - As entidades referidas no número anterior enviam comentários aos valores estabelecidos pela ERSE, até 1 de Julho.

4 - A ERSE analisa os comentários recebidos, revendo eventualmente os valores estabelecidos, até 15 de Julho.

5 - A ERSE envia à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados os novos valores estabelecidos nos termos do número anterior.

6 - A ERSE envia ao Conselho Tarifário os valores revistos, estabelecidos nos termos do n.º 4, para efeitos de emissão de parecer.

7 - O Conselho Tarifário emite parecer no prazo máximo de 30 dias.

8 - A ERSE estabelece os valores definitivos até 15 de Setembro, enviando-os à entidade concessionária da RNT e aos distribuidores vinculados.

9 - O parecer do Conselho Tarifário é tornado público pela ERSE.

Artigo 99.º

Tarifas para o primeiro ano do novo período

1 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do artigo 97.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, até 15 de Julho.

2 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do artigo 97.º, define os custos e proveitos dos distribuidores vinculados relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação, até 15 de Julho.

3 - 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 96.º, para o ano em curso ($t-1$) e para o primeiro ano do novo período de regulação (t), até 15 de Setembro.

4 - Os ajustamentos previstos no número anterior conduzem a balanços de energia eléctrica revistos, a elaborar até 1 de Outubro.

5 - A entidade concessionária da RNT pode apresentar propostas de ajustamento ao activo a remunerar e 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 15 de Setembro.

6 - 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 15 de Setembro.

7 - A apreciação dos ajustamentos apresentados nos termos dos n.ºs 5 e 6 conduz a uma definição dos valores a adoptar na fixação das tarifas do primeiro ano do novo período de regulação (t) até 1 de Outubro.

8 - O disposto no artigo 91.º é aplicável ao cálculo dos custos marginais.

9 - O disposto no artigo 92.º é aplicável à definição das estruturas tarifárias.

10 - O disposto no artigo 93.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 100.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 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.

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.

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 101.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, comentários aos valores estabelecidos pela ERSE.
- 5 - A ERSE analisa os comentários recebidos, revendo eventualmente os valores estabelecidos, no prazo de 15 dias.
- 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.º5, para efeitos de emissão do parecer.
- 8 - O Conselho Tarifário emite parecer no prazo máximo de 30 dias.
- 9 - A ERSE estabelece os valores definitivos no prazo de 15 dias 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 102.º

Início do processo

- 1 - O disposto na presente Secção aplica-se quando ocorrer uma das seguintes situações:
 - a) A distribuição 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 em BT num dado concelho deixar de ser efectuada por distribuidor vinculado em BT separado, passando a ser efectuada pelo distribuidor vinculado em MT e AT da respectiva zona.
- 2 - O respectivo 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 restantes distribuidores vinculados.

4 - A ERSE pode criar um grupo de trabalho destinado a apoiá-la na definição das medidas a tomar, o qual pode incluir representantes das seguintes entidades:

- a) Distribuidor vinculado em MT e AT afectado pela alteração;
- b) Distribuidor vinculado em BT em causa;
- c) Outros distribuidores vinculados;
- d) Entidade concessionária da RNT.

Artigo 103.º

Definição da solução a adoptar

1 - A ERSE analisa o impacto 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 na:

- a) Definição de uma tarifa específica, nos termos do n.º 4 do artigo 10.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, indicando as razões justificativas.

4 - O Conselho Tarifário emite parecer sobre as medidas propostas pela ERSE, no prazo de 30 dias.

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 104.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 10.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.

3 - A ERSE dá também conhecimento da tarifa ao Conselho Tarifário, solicitando parecer no prazo de 30 dias.

4 - A ERSE fixa a tarifa definitiva, tendo em atenção o parecer do Conselho Tarifário e os comentários recebidos.

Artigo 105.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 106.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, 2ª série;
- b) Parâmetros estabelecidos para cada período de regulação;
- c) Regras e metodologias complementares.

Artigo 107.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 IX

Disposições finais e transitórias

SECÇÃO I

Disposições transitórias

Artigo 108.º

Desconto a clientes finais com potência superior ou igual a 4 MW

1 - Aos clientes finais que, por ponto de entrega, apresentem uma potência contratada maior ou igual a 4 MW e uma utilização anual da potência facturada maior ou igual a 5000 horas, ou, alternativamente, um consumo anual maior ou igual a 30 GWh, aplica-se o regime caracterizado nos números seguintes, até 31 de Dezembro de 2001.

2 - O valor da potência contratada a considerar em cada factura é o valor dessa potência no período a que a factura se refere.

3 - O valor do consumo a considerar é o correspondente aos últimos doze meses, incluindo o consumo do mês a que a factura se refere.

4 - O valor da utilização anual da potência facturada é calculado pelo quociente entre o consumo referido no número anterior e a média das potências facturadas no mesmo período.

5 - No caso de novos clientes finais com valores de consumos referentes a menos de doze meses, consideram-se apenas os meses verificados, extrapolando-se o valor da utilização da potência ou do consumo, para o ano, por proporção simples do número de dias.

6 - Em cada mês, à factura dos clientes finais que satisfaçam as condições indicadas no n.º 1 e tenham uma potência contratada inferior a 17,5 MW, é aplicado um factor multiplicativo, designado por factor de correcção k.

7 - Em cada mês, à factura dos clientes finais que satisfaçam as condições indicadas no n.º 1 e tenham uma potência contratada maior ou igual a 17,5 MW, é aplicado um factor multiplicativo, designado por factor de correcção k1.

8 - Os factores k e k1 referidos nos números anteriores incidem sobre o valor total da factura correspondente à aplicação do tarifário em vigor, nas parcelas de potência, energia activa e energia reactiva.

9 - Os factores k e k1, referidos nos números 6 e 7, evoluem da seguinte forma:

| | | |
|-----------------------|-----------|------------|
| 1998 | k = 0,900 | k1 = 0,875 |
| 1999 | k = 0,925 | k1 = 0,906 |
| 2000 | k = 0,950 | k1 = 0,937 |
| 2001 | k = 0,975 | k1 = 0,968 |
| 2002 e anos seguintes | k = 1,000 | k1 = 1,000 |

7 - A aplicação de novos valores para os factores k e k1 é feita segundo regras idênticas às estabelecidas para início de aplicação de novos preços.

Artigo 109.º

Primeiro período de regulação

1 - O primeiro período de regulação ao abrigo do presente regulamento tem a duração de três anos.

2 - O disposto na Secção IV do Capítulo VIII é aplicável no estabelecimento dos parâmetros para o primeiro período de regulação e das tarifas para 1999, com as necessárias adaptações decorrentes do período disponível.

Artigo 110.º

Desconto a pequenos distribuidores vinculados em BT

1 - As entidades que distribuem energia eléctrica em BT e que, à data da publicação do presente regulamento, beneficiam de um desconto de 5% relativamente às tarifas de Venda a Clientes Finais, continuam transitoriamente a beneficiar de um desconto, que é progressivamente anulado.

2 - O desconto referido no número anterior assume os seguintes valores, em percentagem:

| | |
|-----------------------|----|
| 1999 | 5% |
| 2000 | 3% |
| 2001 | 1% |
| 2002 e anos seguintes | 0% |

Artigo 111.º

Interruptibilidade

O regime de interruptibilidade aplicável aos clientes finais ao abrigo da Secção 1 do Anexo à Adenda à Convenção Geral de Electricidade, celebrada em 29 de Setembro de 1993, continua a ser-lhes aplicável até ao termo do respectivo contrato.

SECÇÃO II

Disposições finais

Artigo 112.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 113.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 114.º

Aplicação do regulamento no tempo

O disposto no presente regulamento aplica-se às situações existentes abrangidas pelas suas disposições, sem prejuízo da salvaguarda dos direitos adquiridos.

Artigo 115.º

Norma remissiva

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

Artigo 116.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 117.º

Entrada em vigor

- 1 - Sem prejuízo do disposto no número seguinte, o presente regulamento entra em vigor no prazo de 30 dias, a contar da data da sua publicação.
- 2 - Enquanto não forem publicadas as primeiras tarifas, ao abrigo do presente regulamento, mantêm-se as tarifas em vigor.