

**PROPOSTA
DE ALTERAÇÃO À
REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR
ELÉCTRICO**

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS	3
2.1	Acesso de clientes ao SENV, SENVA e SENVM e adesão de clientes não vinculados ao SEP, SEPA e SEPM	3
2.2	Medição da energia activa adquirida pelo distribuidor vinculado para efeitos de determinação da parcela livre	11
2.3	Potência contratada	13
2.4	Condições de relacionamento comercial no âmbito da convergência tarifária de Portugal Continental e das Regiões Autónomas.....	14
2.5	Facturação em períodos que abrangem mudança de tarifário.....	15
2.6	Sistemas de medição e telecontagem	16
3	REGULAMENTO TARIFÁRIO.....	19
3.1	Ajustamento Resultante da Convergência para Tarifas Aditivas	20
3.2	Custos com a Convergência Tarifária a Recuperar pelas Tarifas de Venda a Clientes Finais de cada Região Autónoma	38
3.2.1	Região Autónoma dos Açores.....	38
3.2.2	Região Autónoma da Madeira.....	54
3.3	Mecanismo de Convergência para Tarifas Aditivas	70
3.3.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP	71
3.3.1.1	Proposta de Alteração	71
3.3.2	Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA.....	75
3.3.3	Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM.....	78
3.4	Ajuste Trimestral dos Encargos Variáveis de Aquisição de Energia Eléctrica e dos Preços das Tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT	81
3.5	Alteração das datas de envio de informação	110
3.6	Índice de preços implícitos no Consumo Privado.....	124
3.7	Diagramas de carga tipo	143
4	REGULAMENTO DE ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES.....	147

1 INTRODUÇÃO

Em 1 de Setembro de 2001, a ERSE através do Despacho n.º 18 413-A/2001 (2.ª série) aprovou os regulamentos da sua competência actualmente em vigor. Com a publicação destes regulamentos foram introduzidas diversas alterações à regulamentação do sector eléctrico inicialmente aprovada em Setembro de 1998.

Em 2001, as principais alterações introduzidas nos regulamentos foram as seguintes:

- Introdução de um sistema tarifário mais transparente, indutor de maior eficiência e maior justiça, que garante, de forma gradual, a aditividade tarifária e a apresentação de facturas mais detalhadas.
- Simplificação e clarificação dos procedimentos de ligação de clientes e produtores às redes de transporte e distribuição.
- Simplificação dos procedimentos de acesso de clientes ao Sistema Eléctrico não Vinculado.
- Modificação do mecanismo de repercussão de variações de preços de combustíveis sobre os consumidores, permitindo que os consumidores ligados em média, alta e muito alta tensão recebam esse sinal trimestralmente.
- Alteração das fórmulas de regulação económica das actividades da entidade concessionária da RNT e do distribuidor em MT a AT com a finalidade de proporcionar incentivos mais eficazes à obtenção de ganhos de eficiência e à melhoria da qualidade de serviço.
- Introdução de novos instrumentos de promoção da qualidade ambiental e de gestão da procura.
- Melhoria do nível e da qualidade da informação a prestar aos consumidores de energia eléctrica.

Na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, que tornou extensiva às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a regulação das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, o Regulamento Tarifário, o Regulamento de Relações Comerciais e o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações aprovados em 1 de Setembro de 2001, foram alterados por forma a tornar possível a sua aplicação nas Regiões Autónomas. As alterações efectuadas foram aprovadas através do Despacho n.º 19 734-A/2002 (2.ª série), de 5 de Setembro.

Entretanto, a experiência recolhida na aplicação dos regulamentos em vigor identificou a necessidade de clarificação e simplificação de algumas disposições do Regulamento Tarifário, Regulamento de Relações Comerciais e Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

No sentido de facilitar a compreensão e discussão das propostas de alteração dos regulamentos, o presente documento explica:

- No capítulo 2, as alterações propostas ao Regulamento de Relações Comerciais.

ALTERAÇÕES À REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

- No capítulo 3, as alterações propostas ao Regulamento Tarifário.
- No capítulo 4, as alterações propostas ao Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

2 REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

As alterações propostas ao RRC em vigor pretendem atingir os seguintes objectivos:

- Simplificar o processo de acesso aos sistemas eléctricos não vinculados e de adesão de clientes não vinculados aos sistemas eléctricos públicos.
- Corrigir a disposição regulamentar que estabelece a forma como é medida a energia activa adquirida pelo distribuidor vinculado em MT e AT do SEP para efeitos de determinação da parcela livre.
- Incluir uma referência explícita sobre o valor da potência contratada a considerar no caso de clientes não vinculados que adiram aos sistemas eléctricos públicos.
- Precisar a terminologia utilizada nos artigos 224.º e 225.º do Capítulo IX “Condições de relacionamento comercial no âmbito da convergência tarifária de Portugal Continental e das Regiões Autónomas”.
- Clarificar as regras de facturação em períodos que abrangem a mudança de tarifário.
- Alterar o processo de aprovação dos guias de telecontagem.

As alterações propostas são analisadas nos pontos seguintes e incidem sobre as seguintes disposições regulamentares:

- Capítulo X “Acesso de clientes ao SENV, SENVA e SENVM e adesão de clientes não vinculados ao SEP, SEPA e SEPM”.
- Artigo 196.º “Medição da energia activa adquirida pelo distribuidor vinculado para efeitos de determinação da parcela livre”.
- Artigo 140.º “Potência contratada”.
- Artigo 224.º e 225.º relativos à transferência para as empresas das Regiões Autónomas dos valores relativos à convergência tarifária.
- Artigo 155.º “Facturação em períodos que abrangem mudança de tarifário”.
- Artigo 103.º “Sistemas de mediação e telecontagem”.

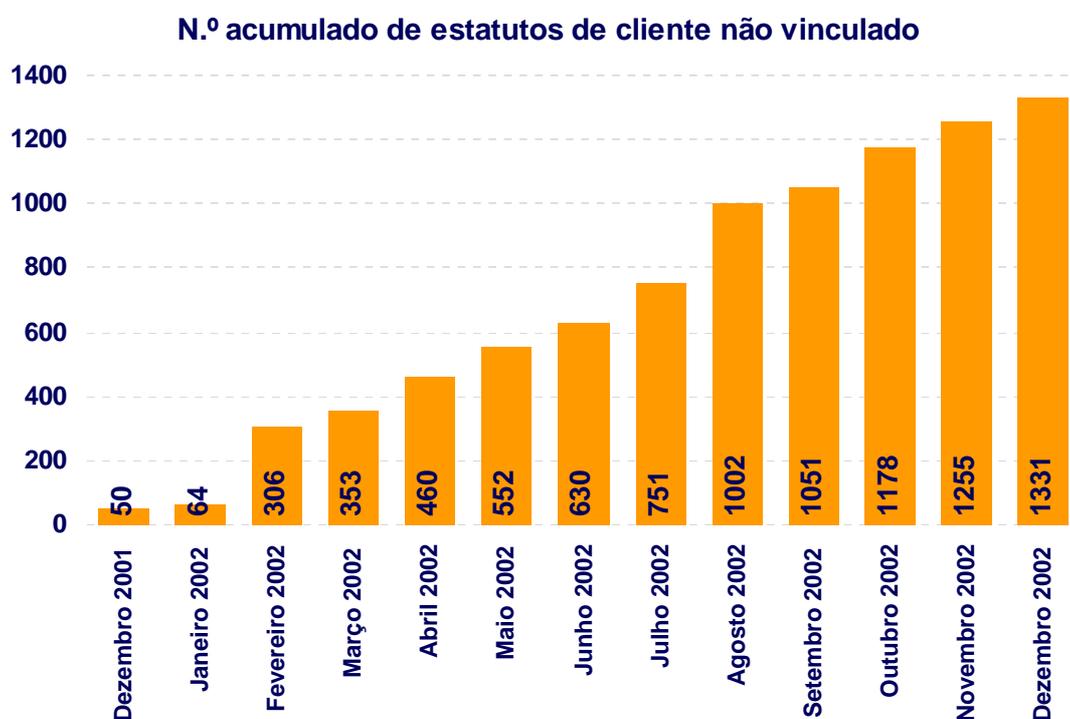
2.1 ACESSO DE CLIENTES AO SENV, SENVA E SENVM E ADESÃO DE CLIENTES NÃO VINCULADOS AO SEP, SEPA E SEPM

Consideram-se elegíveis para acesso ao SENV, SENVA ou ao SENVM, todas as instalações consumidoras de energia eléctrica em MAT, AT e MT, com consumo efectivo ou previsto não nulo.

O procedimento de atribuição de estatutos de cliente não vinculado inicia-se com a apresentação à ERSE de pedido formulado pela entidade interessada. O pedido é efectuado através do preenchimento de um formulário disponibilizado pela ERSE. O prazo de decisão da ERSE sobre pedidos de atribuição do estatuto de cliente não vinculado é de 15 dias úteis. A divulgação da lista de clientes não vinculados é efectuada na página da ERSE na *internet*.

As regras para a adesão de clientes não vinculados aos sistemas eléctricos públicos seguem, com as necessárias adaptações, as referidas para o acesso de clientes aos sistemas eléctricos não vinculados.

No final do ano de 2002, o número total de estatutos de cliente não vinculado era de 1331, um número cerca de 27 vezes superior ao que se registava no final do ano 2001 (50). No gráfico seguinte apresenta-se a evolução do número acumulado de estatutos de cliente não vinculado durante o ano 2002.



A experiência recolhida durante o ano de 2002 na atribuição de estatutos de cliente não vinculado justificam a introdução de simplificações adicionais no processo de acesso aos sistemas eléctricos não vinculados e de adesão de clientes não vinculados aos sistemas eléctricos públicos. As propostas de alteração ao RRC consideram as seguintes simplificações principais:

- Deixa de ser necessária a apresentação à ERSE de formulários para acesso aos sistemas eléctricos não vinculados e para adesão de clientes não vinculados aos sistemas eléctricos públicos.

ALTERAÇÕES À REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

- A autorização da ERSE para acesso aos sistemas eléctricos não vinculados pela ERSE prevista no artigo 48.º do Decreto-lei n.º 182/97, de 27 de Julho, considera-se atribuída a todos os clientes que verifiquem as condições de elegibilidade estabelecidas no RRC. Os clientes que verifiquem as condições de elegibilidade terão somente que notificar a ERSE da sua intenção de aceder ao sistema eléctrico não vinculado no momento em que formularem o pedido de acesso às redes.
- Os clientes não vinculados que desejem aderir aos sistemas eléctricos públicos devem solicitar ao distribuidor respectivo a celebração de um contrato de fornecimento de energia eléctrica e informar a ERSE sobre a sua intenção de aderir ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM.
- A ERSE acompanhará a evolução dos sistemas eléctricos não vinculados, bem como o número de clientes não vinculados que adiram aos sistemas eléctricos públicos através das informações que lhe serão directamente enviadas pelas entidades interessadas e da informação mensal enviada pelo distribuidor vinculado em MT e AT do SEP, a concessionária do transporte e distribuição do SEPA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

As alterações propostas permitirão encurtar os prazos de acesso aos sistemas eléctricos não vinculados, bem como criar as condições operacionais necessárias ao funcionamento eficiente de um sector eléctrico crescentemente liberalizado.

No quadro-comparativo seguinte apresentam-se as disposições regulamentares em vigor (coluna da esquerda) e as correspondentes propostas de alteração (coluna da direita).

RRC EM VIGOR	PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RRC
<p>CAPÍTULO X ACESSO DE CLIENTES AO SENV, SENVA E SENVM E ADESÃO DE CLIENTES NÃO VINCULADOS AO SEP, SEPA E SEPM</p> <p>SECÇÃO I ACESSO AO SENV, SENVA E SENVM</p>	<p>CAPÍTULO X ACESSO DE CLIENTES AO SENV, SENVA E SENVM E ADESÃO DE CLIENTES NÃO VINCULADOS AO SEP, SEPA E SEPM</p> <p>SECÇÃO I ACESSO AO SENV, SENVA E SENVM</p>
<p>Artigo 226.º Disposições gerais</p> <p>1 - O acesso de clientes ao SENV, SENVA e SENVM tem como pressuposto a obtenção do estatuto de cliente não vinculado.</p> <p>2 - Nos casos em que o cliente pretenda utilizar as redes do sistema eléctrico público, o acesso ao SENV, SENVA ou SENVM, conforme o caso, produz efeitos após a entrada em vigor do Acordo de Acesso e Operação das Redes.</p> <p>3 - A obtenção do estatuto de cliente não vinculado processa-se de acordo com o disposto nesta Secção.</p>	<p>Artigo 1.º Disposições gerais</p> <p>1 - O acesso de clientes ao SENV, SENVA e SENVM tem como pressuposto a obtenção do estatuto de cliente não vinculado.</p> <p>2 - O acesso ao SENV, SENVA ou SENVM, conforme o caso, produz efeitos nos termos previstos na presente Secção.</p> <p>3 - A obtenção do estatuto de cliente não vinculado processa-se de acordo com o disposto nesta Secção.</p>
<p>Artigo 227.º Estatuto de cliente não vinculado</p> <p>1 - O estatuto de cliente não vinculado é concedido pela ERSE, a pedido dos interessados.</p> <p>2 - A atribuição do estatuto de cliente não vinculado é feita por associação a cada instalação consumidora de energia eléctrica em MAT, AT ou MT, independentemente de quem</p>	<p>Artigo 2.º Estatuto de cliente não vinculado</p> <p>1 - A atribuição do estatuto de cliente não vinculado é feita por associação a cada instalação consumidora de energia eléctrica que verifique as condições de elegibilidade estabelecidas no n.º 3, independentemente de quem seja a entidade sua proprietária ou utilizadora.</p>

ALTERAÇÕES À REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

RRC EM VIGOR	PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RRC
<p>seja a entidade sua proprietária ou utilizadora.</p> <p>3 - Considerando o disposto no número anterior, a transmissão da instalação consumidora não determina a revogação do estatuto de cliente não vinculado atribuído, tornando-se obrigação da entidade transmissora da instalação a comunicação à ERSE da referida alteração.</p> <p>4 - Consideram-se elegíveis para acesso ao SENV, ao SENVA ou ao SENVM, todas as instalações consumidoras de energia eléctrica em MAT, AT ou MT, com consumo efectivo ou previsto não nulo.</p> <p>5 - Para efeitos do presente artigo, considera-se instalação consumidora:</p> <p>a) A instalação eléctrica licenciada pelas entidades competentes nos termos da regulamentação aplicável.</p> <p>b) O conjunto de instalações eléctricas licenciado nos termos da alínea anterior e que de acordo com o respectivo licenciamento obedeça a uma exploração conjunta, nomeadamente, centros comerciais, complexos desportivos, recintos de espectáculos, parques de campismo e similares.</p> <p>c) O conjunto de instalações eléctricas cujo licenciamento permita um só ponto de ligação à rede e em que todas as instalações cumpram, individualmente, as condições de acesso ao SENV, SENVA ou SENVM.</p>	<p>2 - A transmissão da instalação consumidora não determina a revogação do estatuto de cliente não vinculado atribuído, tornando-se obrigação da entidade transmissora da instalação a comunicação da referida alteração ao distribuidor respectivo.</p> <p>3 - Consideram-se elegíveis para acesso ao SENV, ao SENVA ou ao SENVM, todas as instalações consumidoras de energia eléctrica em MAT, AT ou MT, com consumo efectivo ou previsto não nulo.</p> <p>4 - Para efeitos do presente artigo, considera-se instalação consumidora:</p> <p>a) A instalação eléctrica licenciada pelas entidades competentes nos termos da regulamentação aplicável.</p> <p>b) O conjunto de instalações eléctricas licenciado nos termos da alínea anterior e que de acordo com o respectivo licenciamento obedeça a uma exploração conjunta, nomeadamente, centros comerciais, complexos desportivos, recintos de espectáculos, parques de campismo e similares.</p> <p>c) O conjunto de instalações eléctricas cujo licenciamento permita um só ponto de ligação à rede e em que todas as instalações cumpram, individualmente, as condições de acesso ao SENV, SENVA ou SENVM.</p>
<p style="text-align: center;">Artigo 228.º Formulação do pedido</p> <p>1 - O procedimento para atribuição do estatuto de cliente não vinculado inicia-se com a apresentação à ERSE de pedido formulado pela entidade interessada.</p> <p>2 - O pedido de acesso ao SENV, SENVA ou SENVM é efectuado através do preenchimento de um formulário disponibilizado pela ERSE, do qual devem constar, designadamente os seguintes elementos:</p> <p>a) Identificação da entidade requerente, incluindo a sua actividade e domicílio.</p> <p>b) Descrição e localização da instalação para a qual se solicita o acesso ao SENV, ao SENVA ou ao SENVM.</p> <p>c) Data a partir da qual se solicita o acesso ao SENV, ao SENVA ou ao SENVM.</p> <p>3 - A entidade interessada, à data da formulação do pedido, deve enviar cópia do mesmo às seguintes entidades:</p> <p>a) Em Portugal Continental, à entidade concessionária da RNT e ao distribuidor vinculado em MT e AT.</p> <p>b) Nas Regiões Autónomas, à concessionária do transporte e distribuição do SEPA ou à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, consoante o caso.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 3.º Atribuição do estatuto de cliente não vinculado</p> <p>1 - Nos termos estabelecidos no presente artigo, considera-se atribuído pela ERSE o estatuto de cliente não vinculado a todas as instalações consumidoras de energia eléctrica que reúnam as condições de elegibilidade estabelecidas no artigo anterior.</p> <p>2 - O estatuto de cliente não vinculado, atribuído nos termos do número anterior, produz efeitos a partir da data de recepção pela ERSE da comunicação de:</p> <p>a) Formulação do pedido de acesso para efeitos de celebração do Acordo de Acesso e Operação das Redes nos termos previstos no RARI, para as instalações cujo fornecimento é feito através do acesso às redes do SEP.</p> <p>b) Adesão ao Sistema Eléctrico não Vinculado, para as restantes instalações.</p> <p>3 - Para efeitos do número anterior, o interessado deve integrar na sua comunicação à ERSE:</p> <p>a) Identificação da instalação consumidora.</p> <p>b) Declaração sob compromisso de honra de que a instalação identificada reúne os requisitos do estatuto de cliente não vinculado estabelecidos no artigo 2.º.</p> <p>4 - Com o envio da comunicação à ERSE, presume-se tacitamente concretizada a atribuição do estatuto de cliente não vinculado, não carecendo de mais formalidades, designadamente da emissão de qualquer documento escrito que titule esse estatuto.</p> <p>5 - No caso da alínea a) do n.º 2, a declaração pode ser apresentada consoante os casos, no distribuidor vinculado em MT e AT do SEP, na concessionária do transporte e distribuição do SEPA e na concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, devendo estes, no prazo de dois dias a contar da data da sua recepção, remetê-la à ERSE.</p>

ALTERAÇÕES À REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

RRC EM VIGOR	PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RRC
<p style="text-align: center;">Artigo 229.º Pré-aviso para acesso ao SENV, SENVA ou SENVM</p> <p>1 - Para as instalações consumidoras em exploração à data do pedido de atribuição do estatuto de cliente não vinculado, o pedido assume a forma de pré-aviso estabelecido no n.º 4 do Artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho.</p> <p>2 - A antecedência mínima do pré-aviso referido no número anterior é fixada em 30 dias.</p> <p>3 - Às instalações consumidoras cuja exploração vai ser iniciada pela primeira vez não são aplicáveis os números anteriores.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 4.º Pré-aviso para acesso ao SENV, SENVA ou SENVM</p> <p>1 - Para as instalações consumidoras integradas no SEP, no SEPA ou no SEPM em exploração à data do pedido de acesso às redes, o pedido assume a forma de pré-aviso estabelecido no n.º 4 do Artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho.</p> <p>2 - A antecedência mínima do pré-aviso referido no número anterior é fixada em 30 dias.</p> <p>3 - Às instalações consumidoras cuja exploração vai ser iniciada pela primeira vez não são aplicáveis os números anteriores.</p>
<p style="text-align: center;">Artigo 230.º Análise e decisão sobre a atribuição do estatuto de cliente não vinculado</p> <p>1 - A ERSE procede à análise do pedido de atribuição do estatuto de cliente não vinculado com a finalidade de verificar o cumprimento das condições estabelecidas para o efeito.</p> <p>2 - No âmbito da análise do pedido, a ERSE pode solicitar à entidade interessada informações complementares.</p> <p>3 - Terminada a análise do pedido, a ERSE atribui ao titular da instalação consumidora o estatuto de cliente não vinculado, sempre que não se verifiquem os fundamentos de indeferimento previstos no Artigo 232.º.</p> <p>4 - A decisão da ERSE pode ser impugnada nos termos da lei.</p>	<p><i>[eliminado]</i></p>
<p style="text-align: center;">Artigo 231.º Prazo para a decisão</p> <p>1 - A decisão da ERSE sobre o pedido de acesso ao estatuto de cliente não vinculado deve ser proferida no prazo de 15 dias úteis, contados a partir da data de recepção do pedido.</p> <p>2 - A contagem do prazo referida no número anterior suspende-se quando sejam solicitadas informações ao interessado, nos termos do n.º 2 do artigo anterior.</p> <p>3 - A suspensão de contagem do prazo decorre entre a data de envio do pedido das informações e a data de recepção das mesmas pela ERSE.</p>	<p><i>[eliminado]</i></p>
<p style="text-align: center;">Artigo 232.º Fundamentos de indeferimento do pedido</p> <p>Constituem fundamentos de indeferimento do pedido de atribuição do estatuto de cliente não vinculado:</p> <p>a) O incumprimento das disposições legais e regulamentares para acesso ao SENV, SENVA ou SENVM, designadamente as que constam da presente Secção.</p> <p>b) O não envio de informações solicitadas pela ERSE ao abrigo do disposto no n.º 2 do Artigo 230.º, no prazo de 20 dias úteis a contar da data do envio do pedido de informações.</p> <p>c) A comunicação, no prazo de 10 dias úteis, por parte da entidade concessionária da RNT, dos distribuidores vinculados do SEP, da concessionária do transporte e distribuição do SEPA ou da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, consoante o caso, de quaisquer factos susceptíveis de inviabilizar a atribuição do estatuto de cliente não vinculado.</p>	<p><i>[eliminado]</i></p>

ALTERAÇÕES À REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

RRC EM VIGOR	PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RRC
<p style="text-align: center;">Artigo 233.º Comunicação da decisão</p> <p>1 - A decisão da ERSE é comunicada à entidade interessada e às seguintes entidades:</p> <p>a) Em Portugal Continental, à Direcção-Geral de Energia, à entidade concessionária da RNT e ao distribuidor vinculado em MT e AT.</p> <p>b) Nas Regiões Autónomas, aos serviços competentes dos Governos Regionais e à concessionária do transporte e distribuição do SEPA ou à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, consoante o caso.</p> <p>2 - A ERSE disponibilizará, na sua página da internet, a lista das entidades às quais foi atribuído o estatuto de cliente não vinculado.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 5.º Lista das entidades com estatuto de cliente não vinculado</p> <p>A ERSE disponibilizará, na sua página da internet, a lista de entidades às quais foi atribuído o estatuto de cliente não vinculado.</p>
<p style="text-align: center;">Artigo 234.º Duração do estatuto de cliente não vinculado</p> <p>Sem prejuízo do disposto no artigo seguinte, o estatuto de cliente não vinculado é atribuído por tempo indeterminado.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 6.º Duração do estatuto de cliente não vinculado</p> <p>Sem prejuízo do disposto no artigo seguinte, o estatuto de cliente não vinculado, considera-se atribuído por tempo indeterminado.</p>
<p style="text-align: center;">Artigo 235.º Cessação do estatuto de cliente não vinculado</p> <p>1 - O estatuto de cliente não vinculado pode cessar por:</p> <p>a) Revogação, na sequência de incumprimento das disposições legais e regulamentares aplicáveis ao acesso ao SENV, ao SENVA ou ao SENVM.</p> <p>b) Caducidade, na sequência de solicitação de adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM, pelo cliente não vinculado.</p> <p>2 - A cessação do estatuto de cliente não vinculado com fundamento na alínea b) do número anterior produz efeitos a partir da data em que se torna efectiva a adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM.</p> <p>3 - No caso de revogação do estatuto de cliente não vinculado, prevista na alínea a) do n.º 1, para efeitos de fornecimento de energia eléctrica à respectiva instalação consumidora, aplica-se o disposto no Artigo 240.º, desde que tenha sido formulado o pedido de adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM, no prazo de 20 dias após a referida revogação e sem prejuízo do disposto no número seguinte.</p> <p>4 - Formulado o pedido de adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM, nos termos do número anterior, a instalação consumidora do cliente não vinculado cujo estatuto foi revogado pode continuar a ser abastecida no âmbito do SENV, SENVA ou SENVM, respectivamente.</p> <p>5 - A cessação do estatuto, prevista neste artigo, não prejudica novas atribuições do estatuto de cliente não vinculado, desde que, na sequência do pedido do interessado, se verifique o cumprimento das condições estabelecidas na presente Secção.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 7.º Cessação do estatuto de cliente não vinculado</p> <p>1 - O estatuto de cliente não vinculado pode cessar por:</p> <p>a) Revogação, na sequência de incumprimento das disposições legais e regulamentares aplicáveis ao acesso ao SENV, ao SENVA ou ao SENVM.</p> <p>b) Caducidade, na sequência de solicitação de adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM, pelo cliente não vinculado.</p> <p>2 - A cessação do estatuto de cliente não vinculado com fundamento na alínea b) do número anterior produz efeitos a partir da data em que se torna efectiva a adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM.</p> <p>3 - No caso de revogação do estatuto de cliente não vinculado, prevista na alínea a) do n.º 1, para efeitos de fornecimento de energia eléctrica à respectiva instalação consumidora, aplica-se o disposto no Artigo 11.º, desde que tenha sido formulado o pedido de adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM, no prazo de 20 dias após a referida revogação e sem prejuízo do disposto no número seguinte.</p> <p>4 - Formulado o pedido de adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM, nos termos do número anterior, a instalação consumidora do cliente não vinculado cujo estatuto foi revogado pode continuar a ser abastecida no âmbito do SENV, SENVA ou SENVM, respectivamente.</p> <p>5 - A cessação do estatuto, prevista neste artigo, não prejudica novas atribuições do estatuto de cliente não vinculado, desde que, na sequência do pedido do interessado, se verifique o cumprimento das condições estabelecidas na presente Secção.</p>

ALTERAÇÕES À REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

RRC EM VIGOR	PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RRC
	<p style="text-align: center;">Artigo 8.º Informação sobre as instalações detentoras de estatuto de cliente não vinculado</p> <p>1 - O distribuidor vinculado em MT e AT do SEP, a concessionária do transporte e distribuição do SEPA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM devem enviar à ERSE, mensalmente, as seguintes informações:</p> <p>a) Identificação de cada uma das instalações que solicitaram o pedido de acesso às redes no mês respectivo, incluindo morada, código da instalação e tensão de alimentação.</p> <p>b) Consumo médio mensal de cada instalação declarado para efeitos de acesso às redes.</p>
<p>SECÇÃO II ADESÃO AO SEP, SEPA OU SEPM DE CLIENTES NÃO VINCULADOS</p>	<p>Secção II Adesão ao SEP, SEPA ou SEPM de clientes não vinculados</p>
<p style="text-align: center;">Artigo 236.º Formulação do pedido</p> <p>1 - Os clientes não vinculados que desejem aderir ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM podem fazê-lo mediante apresentação de pedido à ERSE.</p> <p>2 - O pedido de adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM é efectuado através do preenchimento de um formulário disponibilizado pela ERSE, do qual devem constar, designadamente os seguintes elementos:</p> <p>a) Identificação do interessado, incluindo a sua actividade e domicílio.</p> <p>b) Descrição e localização da instalação consumidora para a qual se solicita o fornecimento por parte do SEP, do SEPA ou do SEPM.</p> <p>c) Data a partir da qual se solicita a adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM.</p> <p>3 - A entidade interessada, à data da formulação do pedido, deve enviar cópia do mesmo às seguintes entidades:</p> <p>a) Em Portugal Continental, à entidade concessionária da RNT e ao distribuidor vinculado em MT e AT.</p> <p>b) Nas Regiões Autónomas, à concessionária do transporte e distribuição do SEPA ou à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, consoante o caso.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 9.º Formulação do pedido de adesão ao SEP, SEPA ou SEPM</p> <p>1 - Os clientes não vinculados que desejem aderir ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM devem solicitar ao distribuidor vinculado em MT e AT do SEP, à concessionária do transporte e distribuição do SEPA ou à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM a celebração de um contrato de fornecimento de energia eléctrica.</p> <p>2 - A entidade interessada, à data da formulação do pedido de celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica, deve informar a ERSE sobre a sua intenção de aderir ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM.</p> <p>3 - A informação a disponibilizar pela entidade interessada à ERSE deve incluir os seguintes elementos:</p> <p>a) Identificação do interessado, incluindo a sua actividade e domicílio.</p> <p>b) Descrição e localização da instalação consumidora para a qual se solicita o fornecimento por parte do SEP, do SEPA ou do SEPM.</p> <p>c) Data a partir da qual se solicita a adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM.</p> <p>4 - Em Portugal Continental, a entidade interessada, na data de formulação do pedido de celebração do contrato de fornecimento de energia eléctrica, deve igualmente informar a entidade concessionária da RNT da sua intenção de aderir ao SEP, disponibilizando, para o efeito, os elementos mencionados no número anterior.</p>
<p style="text-align: center;">Artigo 237.º Pré-aviso para adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM</p> <p>1 - O pedido de adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM assume a forma de pré-aviso estabelecido no n.º 4 do Artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho.</p> <p>2 - A antecedência mínima do pré-aviso referido no número anterior é fixada em um ano.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 10.º Pré-aviso para adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM</p> <p>1 - O pedido de celebração de um contrato de fornecimento de energia eléctrica no SEP, no SEPA ou no SEPM assume a forma de pré-aviso estabelecido no n.º 5 do Artigo 48.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho.</p> <p>2 - A antecedência mínima do pré-aviso referido no número anterior é fixada em um ano.</p>

ALTERAÇÕES À REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

RRC EM VIGOR	PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RRC
<p style="text-align: center;">Artigo 238.º Autorização para adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM</p> <p>1 - A ERSE procede à análise do pedido de adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM, em termos idênticos aos estabelecidos no Artigo 230.º.</p> <p>2 - A decisão sobre o pedido de adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM é tomada pela ERSE, no prazo de 15 dias úteis, contados a partir da data de recepção do mesmo, aplicando-se à contagem deste prazo o disposto no Artigo 231.º.</p> <p>3 - A autorização de adesão só produz efeitos com o decurso do prazo fixado para o pré-aviso, previsto no artigo anterior.</p>	<p><i>[eliminado]</i></p>
<p style="text-align: center;">Artigo 239.º Comunicação da decisão</p> <p>A decisão da ERSE é comunicada nos termos previstos no n.º 1 do Artigo 233.º.</p>	<p><i>[eliminado]</i></p>
<p style="text-align: center;">Artigo 240.º Fornecimento de energia eléctrica enquanto decorre o prazo para adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM</p> <p>1 - Enquanto decorrer o prazo para adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM, a instalação consumidora pode ser abastecida pelos referidos sistemas públicos, se estes dispuserem de capacidade para fornecer a energia eléctrica necessária.</p> <p>2 - A avaliação da capacidade de fornecimento referida no número anterior será feita pela entidade concessionária da RNT, pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM ou pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, consoante o caso, no prazo máximo de 30 dias, após solicitação do cliente não vinculado.</p> <p>3 - Sendo negativo o resultado da avaliação prevista no número anterior, e se posteriormente se vier a verificar que existe capacidade disponível para fornecer a energia eléctrica necessária antes de expirado o prazo fixado para a adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM, a entidade concessionária da RNT, a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM ou a concessionária do transporte e distribuição do SEPA, consoante o caso, deve de imediato comunicar tal facto ao cliente.</p> <p>4 - Os fornecimentos realizados no âmbito do n.º 1 estão sujeitos ao pagamento da tarifa de venda a clientes finais do SEP, SEPA ou SEPM, consoante o caso.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 11.º Fornecimento de energia eléctrica enquanto decorre o prazo para adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM</p> <p>1 - Enquanto decorrer o prazo para adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM, a instalação consumidora pode ser abastecida pelos referidos sistemas públicos, se estes dispuserem de capacidade para fornecer a energia eléctrica necessária.</p> <p>2 - A avaliação da capacidade de fornecimento referida no número anterior será feita pela entidade concessionária da RNT, pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM ou pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, consoante o caso, no prazo máximo de 30 dias, após solicitação do cliente não vinculado.</p> <p>3 - Sendo negativo o resultado da avaliação prevista no número anterior, e se posteriormente se vier a verificar que existe capacidade disponível para fornecer a energia eléctrica necessária antes de expirado o prazo fixado para a adesão ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM, a entidade concessionária da RNT, a concessionária do transporte e distribuição do SEPA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, consoante o caso, deve de imediato comunicar tal facto ao cliente.</p> <p>4 - Os fornecimentos realizados no âmbito do n.º 1 estão sujeitos ao pagamento da tarifa de venda a clientes finais do SEP, SEPA ou SEPM, consoante o caso.</p>
	<p style="text-align: center;">Artigo 12.º Informação sobre os clientes não vinculados que aderiram ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM</p> <p>O distribuidor vinculado em MT e AT do SEP, a concessionária do transporte e distribuição do SEPA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM devem enviar à ERSE, mensalmente, informação sobre a identificação dos clientes não vinculados que aderiram ao SEP, ao SEPA ou ao SEPM, bem como a data em que se iniciou o fornecimento de energia eléctrica.</p>

2.2 MEDIÇÃO DA ENERGIA ACTIVA ADQUIRIDA PELO DISTRIBUIDOR VINCULADO PARA EFEITOS DE DETERMINAÇÃO DA PARCELA LIVRE

Os n.ºs 1, 2 e 3 do Artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho estabelecem o seguinte:

“1 – As entidades titulares de licença de distribuição vinculada de energia eléctrica em MT e AT são obrigadas a adquirir as suas necessidades de consumo à entidade concessionária da RNT.

2 – Exceptua-se do disposto no número anterior uma parcela das necessidades de potência e energia das entidades titulares de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em MT e AT, referida ao ano anterior, a qual pode ser adquirida:

- a) A centros electroprodutores não vinculados;*
- b) Através de importações directas realizadas pelas linhas de ligação previstas no artigo 23.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho;*
- c) Mediante importações realizadas através das redes da RNT, nos termos do artigo 52.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, e do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, a que se refere o artigo 11.º.*

3 – Para efeitos do disposto no número anterior, a parcela que pode ser adquirida a outras entidades que não à entidade concessionária da RNT é fixada, até 31 de Dezembro de 1996, em 8%.”

Em 29 de Janeiro de 1999, a ERSE através da Deliberação n.º 92-A/99 que aprovou as condições de elegibilidade para acesso ao SENV manteve em 8% o valor da parcela livre.

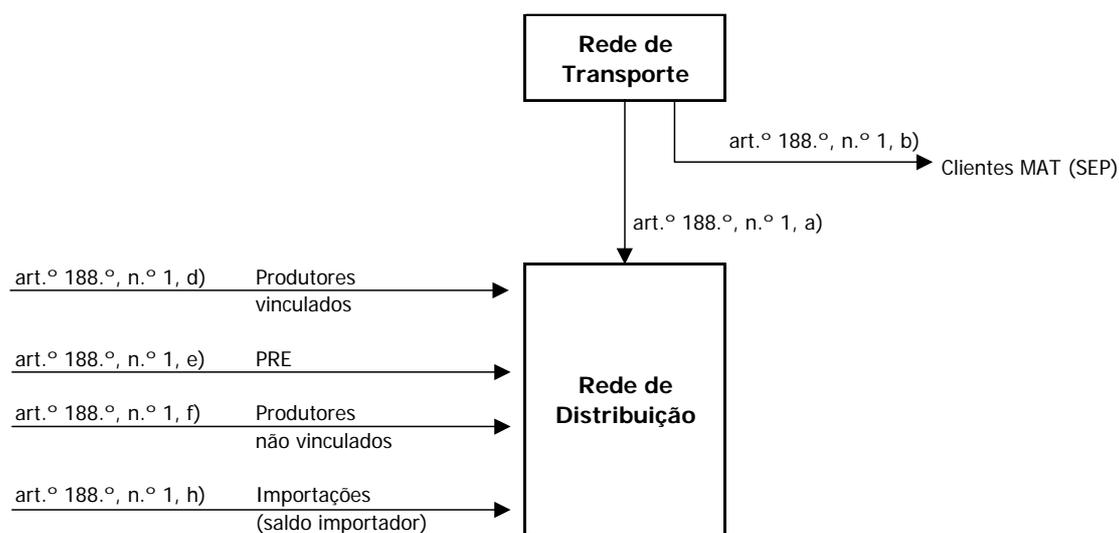
As regras para o cálculo da parcela livre são as indicadas no artigo 187.º do RRC, nos seguintes termos:

- A parcela livre de energia é calculada através do quociente entre:
 - i. a soma do total anual da energia adquirida a produtores não vinculados com o total anual da energia activa importada, directamente ou através da RNT.
 - ii. o total da energia activa adquirida pelo distribuidor vinculado no ano anterior (medida nos termos do artigo 196.º do RRC).
- A parcela livre de potência é calculada através do quociente entre:
 - i. a diferença entre as potências médias que correspondem à energia total adquirida pelo distribuidor e a que corresponde à energia fornecida que lhe foi fornecida pela REN.
 - ii. a potência de ponta relativa ao ano anterior.

O artigo 196.º do RRC estabelece no seu n.º 1 o seguinte:

“Em cada período de 15 minutos, a energia activa adquirida pelo distribuidor vinculado, para efeitos de determinação da parcela livre, corresponde à soma algébrica da energia eléctrica transitada nos pontos de entrega referidos nas alíneas a), b), d), e) e f), bem como na alínea h) relativamente ao saldo importador de energia eléctrica, todas do n.º 1 do artigo 188.º.”

O disposto no n.º 1 do artigo 196.º é apresentado esquematicamente na figura seguinte.



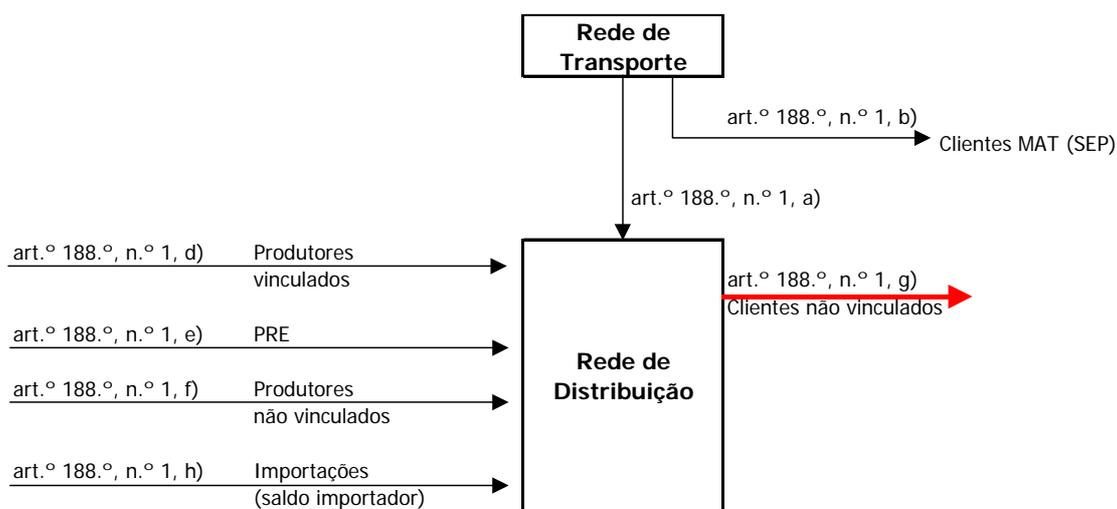
Da análise da figura anterior pode concluir-se que a metodologia de cálculo da energia activa adquirida pelo distribuidor vinculado prevista no n.º 1 do artigo 196.º não exclui a energia destinada a abastecer os clientes não vinculados em MT e AT. Com efeito, a metodologia estabelecida no n.º 1 do artigo 196.º não “desconta” da “energia entrada na rede de distribuição” o consumo dos clientes não vinculados ligados às redes de distribuição.

Erradamente, o estabelecido no n.º 1 do artigo 196.º faz com que no denominador da fórmula de cálculo da parcela livre de energia seja considerado o consumo total abastecido pela rede de distribuição (fornecimentos aos clientes do SEP e entregas aos clientes não vinculados) em vez do consumo do SEP. Esta metodologia de cálculo conduziria a valores da parcela livre de energia proporcionais ao consumo total e não ao consumo do SEP. Se, por absurdo, o consumo do SEP se transferisse na totalidade para o SENV, o valor da energia que corresponderia à parcela livre seria o mesmo.

Pelas razões anteriormente expostas, propõe-se a alteração do n.º 1 do artigo 196.º do RRC por forma a incluir na sua redacção uma referência à alínea g) do n.º 1 do artigo 188.º. Esta alínea diz respeito às

ligações das instalações dos clientes não vinculados às redes do distribuidor vinculado em MT e AT. Com esta alteração, a parcela livre será considerada correctamente como a percentagem entre a energia adquirida num determinado ano pela EDP Distribuição fora do SEP e o consumo anual do SEP desse mesmo ano.

A inclusão no n.º 1 do artigo 196.º do RRC da referência à alínea g) do n.º 1 do artigo 188.º é apresentada esquematicamente na figura seguinte.



A nova redacção proposta para o n.º 1 do artigo 196.º do RRC é indicada no quadro seguinte:

RRC EM VIGOR	PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RRC
<p>1 - Em cada período de 15 minutos, a energia activa adquirida pelo distribuidor vinculado, para efeitos de determinação da parcela livre, corresponde à soma algébrica da energia eléctrica transitada nos pontos de entrega referidos nas alíneas a), b), d), e) e f), bem como na alínea h) relativamente ao saldo importador de energia eléctrica, todas do n.º 1 do Artigo 188.º.</p>	<p>1 - Em cada período de 15 minutos, a energia activa adquirida pelo distribuidor vinculado, para efeitos de determinação da parcela livre, corresponde à soma algébrica da energia eléctrica transitada nos pontos de entrega referidos nas alíneas a), b), d), e), f) e g), bem como na alínea h) relativamente ao saldo importador de energia eléctrica, todas do n.º 1 do Artigo 188.º."</p>

2.3 POTÊNCIA CONTRATADA

A experiência recolhida na verificação da aplicação do RRC identificou a necessidade de incluir uma referência explícita ao valor da potência contratada a considerar no caso de clientes não vinculados que adiram aos sistemas eléctricos públicos.

A definição de potência contratada consta do artigo 140.º do RRC. O n.º 7 deste artigo estabelece que para fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE, o valor da potência contratada é actualizado para a máxima potência activa média, registada em qualquer intervalo ininterrupto de 15 minutos, durante os 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a factura respeita.

O conceito de potência contratada é definido da mesma forma para as tarifas aplicáveis aos clientes dos sistemas eléctricos públicos e para as tarifas de uso de redes aplicáveis aos clientes não vinculados. Recorde-se que o termo de potência contratada nas tarifas de uso de redes foi introduzido com a publicação dos regulamentos que entraram em vigor em Setembro de 2001 (aprovados através do Despacho n.º 18 413-A/2001, de 1 de Setembro). A introdução de um termo de potência contratada nas tarifas de uso de redes sensível à potência máxima que cada cliente deseja tomar (potência máxima em intervalos de 15 minutos), foi justificada pelo facto dos custos correspondentes aos troços de rede periféricos utilizados por um reduzido número de clientes serem directamente influenciados pela potência máxima solicitada em qualquer momento por cada um deles.

A necessidade de clarificação do texto regulamentar anteriormente referida, leva-nos a propor a inclusão de um novo número no artigo 140.º do RRC, com a seguinte redacção:

“8 – No caso de clientes não vinculados que adiram aos sistemas eléctricos públicos, a potência contratada a considerar na data de adesão corresponde ao último valor desta grandeza utilizado na facturação do uso de redes, sendo considerados, para efeitos de actualização da potência contratada prevista no número anterior, os valores anteriormente utilizados para esta grandeza na facturação do uso de redes no âmbito do sistema eléctrico não vinculado.”

2.4 CONDIÇÕES DE RELACIONAMENTO COMERCIAL NO ÂMBITO DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DE PORTUGAL CONTINENTAL E DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Dada a natureza das transferências financeiras a realizar no âmbito da convergência tarifária de Portugal Continental e das Regiões Autónomas, torna-se necessário proceder à alteração da terminologia utilizada nos artigos 224.º e 225.º do RRC. Com efeito, não havendo lugar à prestação de qualquer serviço considera-se inadequada a referência à emissão de facturas para titular as referidas transferências financeiras.

A nova proposta de redacção para os artigos 224.º e 225.º é apresentada no quadro seguinte:

ALTERAÇÕES À REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

RRC EM VIGOR	PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RRC
<p style="text-align: center;">Artigo 224.º Facturação dos custos com a convergência tarifária</p> <p>1 - Os custos anuais com a convergência tarifária no SEPA e no SEPM são publicados pela ERSE e determinados nos termos do Regulamento Tarifário.</p> <p>2 - A facturação dos custos com a convergência tarifária no SEPA e no SEPM é feita mensalmente, salvo se a entidade concessionária da RNT e a concessionária do transporte e distribuição do SEPA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM acordarem noutra periodicidade.</p> <p>3 - Os encargos mensais a facturar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA ou pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM à entidade concessionária da RNT são determinados nos termos do Regulamento Tarifário.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 224.º Custos com a convergência tarifária</p> <p>1 - Os custos anuais com a convergência tarifária no SEPA e no SEPM são publicados pela ERSE e determinados nos termos do Regulamento Tarifário.</p> <p>2 - Os custos com a convergência tarifária no SEPA e no SEPM são transferidos mensalmente, salvo se a entidade concessionária da RNT e a concessionária do transporte e distribuição do SEPA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM acordarem noutra periodicidade.</p> <p>3 - Os valores mensais a transferir para a concessionária do transporte e distribuição do SEPA e para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, pela entidade concessionária da RNT, são determinados nos termos do Regulamento Tarifário.</p>
<p style="text-align: center;">Artigo 225.º Pagamento das facturas dos custos com a convergência tarifária</p> <p>1 - As formas e os meios de pagamento das facturas dos custos com a convergência tarifária no SEPA e no SEPM devem ser objecto de acordo entre a entidade concessionária da RNT e a concessionária do transporte e distribuição do SEPA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.</p> <p>2 - O prazo de pagamento das facturas referidas no número anterior é de 20 dias a contar da data de apresentação da factura.</p> <p>3 - O não pagamento da factura dentro do prazo estipulado para o efeito, constitui a entidade concessionária da RNT em mora.</p> <p>4 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento da correspondente factura.</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 225.º Pagamento dos custos com a convergência tarifária</p> <p>1 - As formas e os meios de pagamento dos custos com a convergência tarifária no SEPA e no SEPM devem ser objecto de acordo entre a entidade concessionária da RNT e a concessionária do transporte e distribuição do SEPA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.</p> <p>2 - O prazo de pagamento dos valores mensais relativos aos custos com a convergência tarifária é de 20 dias a contar do final do mês a que dizem respeito.</p> <p>3 - O não pagamento dentro do prazo estipulado para o efeito, constitui a entidade concessionária da RNT em mora.</p> <p>4 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos a cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento do pagamento de cada valor mensal.</p>

2.5 FACTURAÇÃO EM PERÍODOS QUE ABRANJAM MUDANÇA DE TARIFÁRIO

A experiência recolhida na verificação da aplicação do RRC permitiu identificar a necessidade de explicitar neste regulamento uma regra sobre a facturação do termo tarifário fixo, da potência contratada e da potência em horas de ponta em períodos que abrangem mudança de tarifário.

As regras a aplicar à facturação em períodos que abrangem mudança de tarifário estão consagradas no artigo 155.º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC). Este artigo estabelece que na factura relativa ao período de consumo em que se verificar a mudança de tarifário serão consideradas as quantidades resultantes de uma distribuição diária uniforme e aplicadas as tarifas vigentes nos períodos anterior e posterior à mudança de tarifário.

O disposto neste artigo aplica-se somente às quantidades de energia consumida.

Relativamente ao Termo Tarifário Fixo, à Potência Contratada e à Potência em Horas de Ponta, o RRC não estabelece qualquer regra semelhante para a facturação destas variáveis em períodos que abrangem mudança de tarifário. Os preços destas variáveis de facturação são definidos da seguinte forma:

- Termo Tarifário Fixo – Euros por mês.
- Potência Contratada – Euros por kW, por mês.
- Potência em Horas de Ponta - Euros por kW, por mês.

De acordo com o disposto no RRC e no Regulamento Tarifário, os preços dos termos tarifários anteriormente referidos são associados a pagamentos mensais. Assim, cada uma daquelas variáveis de facturação é facturada 12 vezes pelo preço definido para esse ano.

A necessidade de clarificação do texto regulamentar anteriormente referida, levam-nos a propor a inclusão de um novo número no artigo 155.º do RRC, com a seguinte redacção:

“7 – A facturação dos encargos de contratação, leitura, facturação e cobrança, correspondendo a um termo tarifário fixo, bem como da potência contratada e da potência em horas de ponta é efectuada por aplicação dos preços vigentes no mês em que a factura é emitida.”

2.6 SISTEMAS DE MEDIÇÃO E TELECONTAGEM

O artigo 103.º do RRC prevê a publicação de guias técnicos de telecontagem aplicáveis no Continente, na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira.

O Guia Técnico de Telecontagem que vigora no Continente foi publicado, nos termos previstos naquele artigo, conjuntamente pela entidade concessionária da RNT e pelo distribuidor vinculado em MT e AT do SEP.

Relativamente às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o n.º 9 do artigo 103.º estabelece que a concessionária do transporte e distribuição do SEPA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM deverão publicar os respectivos guias técnicos de telecontagem até 30 de Junho de 2003.

O conteúdo dos guias técnicos de telecontagem é estabelecido no n.º 8 do artigo 103.º e inclui, entre outras, as seguintes matérias:

- a) Especificação técnica dos equipamentos de medição e telecontagem.
- b) Procedimentos de verificação e aferição do sistema de medição.
- c) Procedimentos de verificação e manutenção do sistema de comunicações e telecontagem.

ALTERAÇÕES À REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

- d) Procedimentos a observar na parametrização e partilha de recolha de dados de medição.
- e) Procedimentos relativos à correcção de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância.

Nos termos do artigo 103.º do RRC, os guias técnicos de telecontagem não carecem de aprovação prévia pela ERSE, estando apenas prevista a sua publicação pelas entidades anteriormente referidas.

Considerando a experiência recolhida com a implementação do programa de substituição de equipamentos de medição em curso no Continente e o próprio conteúdo dos guias de telecontagem que integra regras técnicas e de relacionamento comercial importantes para o desenvolvimento do mercado eléctrico, a ERSE considera oportuno promover a alteração do referido artigo no sentido de estabelecer que a aprovação dos guias de telecontagem passem a pertencer à ERSE, mediante proposta apresentada pelos operadores de redes do SEP, SEPA e SEPM. Propõe-se ainda que o processo de aprovação dos guias de telecontagem seja em tudo semelhante ao já estabelecido para os Manuais de Procedimentos.

A nova proposta de redacção do artigo 103.º do RRC é apresentada no quadro seguinte:

RRC EM VIGOR	PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RRC
<p style="text-align: center;">Artigo 103.º Sistemas de medição e telecontagem</p> <p>1 - Nos pontos de ligação em MT, AT e MAT, referidos no n.º 1 do Artigo 101.º, bem como nos pontos de ligação à rede de MT das subestações AT/MT, os equipamentos de medição devem dispor das características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem.</p> <p>2 - Nos pontos de ligação referidos no número anterior que não disponham de equipamentos de medição com as características nele indicadas, as entidades previstas no n.º 1 do Artigo 101.º deverão proceder à sua substituição.</p> <p>3 - O disposto nos números anteriores não se aplica aos pontos de ligação aos postos de transformação MT/BT dos distribuidores vinculados em BT do SEP, da concessionária do transporte e distribuição do SEPA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.</p> <p>4 - Para efeitos do n.º 2, compete à ERSE aprovar um programa de substituição dos equipamentos de medição, na sequência de proposta a apresentar pelo distribuidor vinculado em MT e AT do SEP, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.</p> <p>5 - Para efeitos do n.º 2, compete à ERSE aprovar os programas de substituição dos equipamentos de medição no SEPA e no SEPM, na sequência de proposta a apresentar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM até 31 de Março de 2003.</p> <p>6 - Os custos associados à execução do programa de substituição dos equipamentos de medição referido no número anterior são aprovados pela ERSE.</p> <p>7 - Salvo acordo em contrário, os custos com a instalação e</p>	<p style="text-align: center;">Artigo 103.º Sistemas de medição e telecontagem</p> <p>1 - Nos pontos de ligação em MT, AT e MAT, referidos no n.º 1 do Artigo 101.º, bem como nos pontos de ligação à rede de MT das subestações AT/MT, os equipamentos de medição devem dispor das características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem.</p> <p>2 - Nos pontos de ligação referidos no número anterior que não disponham de equipamentos de medição com as características nele indicadas, as entidades previstas no n.º 1 do Artigo 101.º deverão proceder à sua substituição.</p> <p>3 - O disposto nos números anteriores não se aplica aos pontos de ligação aos postos de transformação MT/BT dos distribuidores vinculados em BT do SEP, da concessionária do transporte e distribuição do SEPA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.</p> <p>4 - Para efeitos do n.º 2, compete à ERSE aprovar um programa de substituição dos equipamentos de medição, na sequência de proposta a apresentar pelo distribuidor vinculado em MT e AT do SEP, no prazo de 90 dias após a data de entrada em vigor do presente regulamento.</p> <p>5 - Para efeitos do n.º 2, compete à ERSE aprovar os programas de substituição dos equipamentos de medição no SEPA e no SEPM, na sequência de proposta a apresentar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM até 31 de Março de 2003.</p> <p>6 - Os custos associados à execução do programa de substituição dos equipamentos de medição referido no número anterior são aprovados pela ERSE.</p> <p>7 - Salvo acordo em contrário, os custos com a instalação e</p>

ALTERAÇÕES À REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

RRC EM VIGOR	PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO RRC
<p>manutenção de infra-estruturas de telecomunicações necessárias à leitura remota do equipamento de medição constituem encargo dos clientes do SEP, do SEPA, do SEPM ou dos clientes e produtores não vinculados, consoante o caso.</p> <p>8 - A entidade concessionária da RNT e o distribuidor vinculado em MT e AT do SEP, publicarão conjuntamente, até 30 de Junho de 2002, um guia técnico de telecontagem que incluirá, entre outras, as seguintes matérias:</p> <ul style="list-style-type: none">a) Especificação técnica dos equipamentos de medição e telecontagem.b) Procedimentos de verificação e aferição do sistema de medição.c) Procedimentos de verificação e manutenção do sistema de comunicações e telecontagem.d) Procedimentos a observar na parametrização e partilha de recolha de dados de medição.e) Procedimentos relativos à correcção de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância. <p>9 - A concessionária do transporte e distribuição do SEPA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, publicarão um guia técnico, conforme disposto no número anterior, até 30 de Junho de 2003.</p> <p>10 - Os guias técnicos referidos nos números anteriores deverão ser disponibilizados a todos os interessados.</p>	<p>manutenção de infra-estruturas de telecomunicações necessárias à leitura remota do equipamento de medição constituem encargo dos clientes do SEP, do SEPA, do SEPM ou dos clientes e produtores não vinculados, consoante o caso.</p> <p>8 - As regras a observar na implantação e operação dos sistemas de telecontagem constam de guias de telecontagem a aprovar pela ERSE, que incluirão, entre outras, as seguintes matérias:</p> <ul style="list-style-type: none">a) Especificação técnica dos equipamentos de medição e telecontagem.b) Procedimentos de verificação e aferição do sistema de medição.c) Procedimentos de verificação e manutenção do sistema de comunicações e telecontagem.d) Procedimentos a observar na parametrização e partilha de recolha de dados de medição.e) Procedimentos relativos à correcção de erros de medição, leitura e de comunicação de dados à distância. <p>9 - Os guias de telecontagem são aprovados pela ERSE, na sequência de propostas apresentadas pelas seguintes entidades:</p> <ul style="list-style-type: none">a) Em Portugal Continental, conjuntamente pela entidade concessionária da RNT e pelo distribuidor vinculado em MT e AT do SEP.b) Na Região Autónoma dos Açores, pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA.c) Na Região Autónoma da Madeira, pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM. <p>10 - As propostas referidas no número anterior deverão ser apresentadas à ERSE até 30 de Junho de 2003.</p> <p>11 - A ERSE, por sua iniciativa, ou mediante proposta das entidades referidas no n.º 9, pode proceder à alteração dos guias de telecontagem, ouvindo previamente as entidades a quem estes guias se aplicam, nos prazos estabelecidos pela ERSE.</p> <p>12 - As entidades referidas no n.º 9 deverão disponibilizar a versão actualizada dos guias de telecontagem a qualquer entidade abrangida pela sua aplicação, designadamente na suas páginas na <i>internet</i>.</p>

3 REGULAMENTO TARIFÁRIO

As alterações propostas ao Regulamento Tarifário visam:

- A correcção de pequenas inconsistências existentes no Regulamento Tarifário em vigor.
- A flexibilização do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, de forma a que a convergência seja conseguida mais rapidamente.
- O aperfeiçoamento do mecanismo de ajustamento dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica, tendo em vista a sua extensão às regiões autónomas, já prevista no Regulamento Tarifário em vigor, procede-se à quarta alteração.
- A simplificação dos processos de envio de informação, alterando-se as datas de envio e prevendo-se a possibilidade da informação ser apresentada pelas empresas.
- A definição de diagramas de carga tipo adequado, em particular, para os fornecimentos em BT relativos aos quais o equipamento de medição não permite o registo dos consumos horários.

As alterações propostas ao Regulamento Tarifário e os artigos a alterar são apresentadas no quadro seguinte:

ALTERAÇÕES REGULAMENTO TARIFÁRIO	ARTIGOS ALTERADOS
3.1 Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	72.º, 79.º, 93.º
3.2 Custos com a convergência tarifária a recuperar pelas TVCF de cada região autónoma	
3.2.1 Região Autónoma dos Açores	82.º, 83.º, 84.º, 109.º, 111.º, 112.º
3.2.2 Região Autónoma da Madeira	86.º, 87.º, 88.º, 114.º, 116.º, 117.º
3.3 Mecanismo de convergência para tarifas aditivas	
3.3.1 Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP	105.º
3.3.2 Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA	110.º
3.3.3 Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM	115.º
3.4 Ajuste trimestral dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica e dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT	75.º, 79.º, 85.º, 89.º, 95.º, 104.º, 109.º, 114.º
3.5 Alteração das datas de envio de informação	121.º, 125.º, 130.º, 134.º, 138.º, 140.º, 141.º, 142.º, 143.º, 145.º, 148.º, 149.º
3.6 Índice de preços implícitos no Consumo Privado	3.º, 5.º, 72.º, 90.º, 104.º, 107.º
3.7 Diagramas de carga tipo	125.º

Seguidamente apresentam-se em detalhe as alterações propostas e a sua justificação, evidenciando-se no articulado as alterações propostas. Nos artigos referidos em vários pontos, optou-se por apresentar a redacção proposta, evidenciando apenas as alterações relativas a cada ponto.

3.1 AJUSTAMENTO RESULTANTE DA CONVERGÊNCIA PARA TARIFAS ADITIVAS

As receitas obtidas pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos fornecimentos a clientes do SEP devem igualar as receitas que seriam obtidas por aplicação de todas as tarifas por actividade a esses mesmos fornecimentos.

Atendendo a que, transitoriamente, os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais são diferentes dos que resultam da soma dos respectivos preços das tarifas por actividade, o Regulamento Tarifário prevê a existência de um ajustamento entre as receitas recuperadas pelas tarifas de Venda a Clientes Finais e as que seriam recuperadas por aplicação de tarifas por actividade, ou seja, por tarifas aditivas.

A necessidade deste ajustamento decorre de diferenças entre a estrutura das quantidades previstas e a estrutura das quantidades que efectivamente se verificaram. Caso a previsão da estrutura de quantidades fosse exacta, mesmo que as tarifas ainda não fossem aditivas, verificar-se-ia a igualdade entre as receitas proporcionadas pelas tarifas de venda a clientes finais e a soma das receitas por actividade.

No Regulamento Tarifário em vigor este ajustamento está indevidamente afecto aos proveitos da actividade de aquisição de energia eléctrica da entidade concessionária da RNT. Na proposta de alteração o ajustamento é incorporado nos proveitos a recuperar pelo distribuidor vinculado por aplicação da tarifa de Energia e Potência aos clientes do SEP.

Adicionalmente, introduziu-se no Artigo 79.º o desvio relacionado com as aquisições de energia eléctrica do distribuidor vinculado no âmbito da parcela livre a centros produtores não vinculados, importações directas e importações através da entidade concessionária da RNT.

.....

Artigo 72.º

Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica

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

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

sendo:

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

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

em que:

\tilde{R}_t^E	Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano t
$\tilde{R}_{fixo\ t}^E$	Componente fixa dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano t
$\tilde{R}_{variável\ t}^E$	Componente variável dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano t
$\tilde{R}_{variável\ m}^E$	Componente variável dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no mês m
$CAE_{fixo\ m,\ t}$	Encargos fixos decorrentes dos CAE em cada mês m do ano t
CAE_t^{UGS}	Custos decorrentes dos CAE imputados à actividade de Gestão Global do Sistema, no ano t
CAE_t^{URT}	Custos decorrentes dos CAE imputados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica, no ano t
RE_t	Custos com aquisição de energia a produtores em regime especial, no ano t
RE_t^{UGS}	Custos com aquisição de energia a produtores em regime especial imputados à actividade de Gestão Global do Sistema, calculados de acordo com o estabelecido na norma e metodologia complementar, no ano t
Ter_t	Parcela associada a terrenos de centrais aceites para efeitos de regulação, no ano t

Am_t^E	Amortizações de outros activos fixos afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano t
Act_t^E	Valor médio de outros activos fixos afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores do início e do fim do ano
r^E	Taxa de remuneração permitida para o valor dos activos fixos afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, em percentagem
OC_t^E	Outros custos do exercício associados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano t
S_t^E	Outros proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano t
$\tilde{\Delta}_{fixo\ t-1}^E$	Valor previsto do ajustamento da parcela fixa dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano $t-1$
$\Delta_{fixo\ t-2}^E$	Ajustamento da parcela fixa dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$
$\tilde{CAE}_{variável\ m,t}$	Encargos variáveis decorrentes dos CAE, em cada mês m do ano t
$\tilde{Imp}_{m,t}$	Encargos provenientes da importação de energia eléctrica ou de aquisição a produtores não vinculados, no mês m do ano t
$\tilde{Exp}_{m,t}$	Proveitos provenientes da exportação de energia eléctrica ou da venda a entidades do SENV, no mês m do ano t

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

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

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

em que:

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

Am_t^{Ter}	Amortizações de terrenos de centrais aceites para efeitos de regulação, no ano t
Act_t^{Ter}	Valor médio do activo em terrenos de centrais líquido de amortizações, incluindo direitos de superfície, no ano t , aceite para efeitos de regulação, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
r^{Ter}	Taxa de remuneração para o valor dos terrenos de centrais para o período de regulação, em percentagem
Liq_t^{Ter}	Mais-valias ou menos-valias decorrentes da venda de terrenos de centrais realizadas no ano t , líquidas de impostos, aceites para efeitos de regulação.

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

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

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

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

em que:

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

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

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

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

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

Eliminado

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

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

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

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

em que:

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

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

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

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

em que:

m	Número de períodos de acerto de contas
p	Número de “contratos” de aquisição
$SEP_{i,t-1}$	Custo unitário da produção vinculada, substituída pela importação ou pela venda a entidades titulares de licença de produção não vinculada no período de acerto de contas i , no ano $t-1$, em Euros por kWh
$PA_{k,i,t-1}$	Preço de aquisição de importações ou de compras a entidades titulares de licença de produção não vinculada, pelo “contrato” k , no período de acerto de contas i , no ano $t-1$, em Euros por kWh
$\tilde{Q}A_{k,i,t-1}$	Valor previsto das quantidades importadas ou adquiridas a entidades titulares de licença de produção não vinculada, pelo “contrato” k , no período de acerto de contas i , no ano $t-1$, em kWh.

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

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

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

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

em que:

m	Número de períodos de acerto de contas
r	Número de “contratos” de venda
$PV_{i,t-1}$	Preço de venda no Sistema de Ofertas, no período de acerto de contas i , no ano $t-1$, em Euros por kWh
$Pc_{TEPi,t-1}$	Parcela de potência da TEP para o período de acerto de contas i do ano $t-1$

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

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

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

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

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

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

em que:

$R_{fixo t-2}^{fE}$	Componente fixa dos proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$
$R_{fixo t-2}^E$	Componente fixa dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$, determinados com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (2)

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

Eliminado

Δ_{t-2}^{TVCF}	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano $t-2$, a incorporar no ano t , calculado de acordo com a expressão (133) do Artigo 106.º
-----------------------	---

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

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

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

em que:

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

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

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

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

em que:

- m Número de períodos de acerto de contas
- p Número de “contratos” de aquisição
- $SEP_{i,t-2}$ Custo unitário de produção vinculada, que foi substituída no período de acerto de contas i , no ano $t-2$, em Euros por kWh
- $PA_{k,i,t-2}$ Preço de aquisição de importações ou de compras a entidades titulares de licença de produção não vinculada, pelo “contrato” k , no período de acerto de contas i , no ano $t-2$, em Euros por kWh
- $QA_{k,i,t-2}$ Quantidades importadas ou adquiridas a entidades titulares de licença de produção não vinculada, pelo “contrato” k , no período de acerto de contas i , no ano $t-2$, em kWh.

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

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

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

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

em que:

- m Número de períodos de acerto de contas
- r Número de “contratos” de venda

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

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

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

- b) O mecanismo de ajuste anual $(\Delta_{fixo t-2}^E)$ é aplicado na definição dos proveitos a partir do ano 2004. Nos anos 2002 e 2003, o valor de $(\Delta_{fixo t-2}^E)$ é calculado de acordo com as regras do Artigo 22.º do anterior Regulamento Tarifário.
- c) O valor (Δ_{prov}^E) tem efeito na determinação dos proveitos permitidos a partir do ano 2004.
- d) Quando a necessidade de ajustamento resulte da diminuição do volume de vendas provocado pela adesão ao SENV de clientes do SEP, há que verificar:
- Em que medida tal diminuição não pôde ser compensada por vendas a terceiros, calculando o montante correspondente ao saldo que resulta da referida diminuição do volume de vendas e dos ganhos obtidos com a venda a terceiros.
 - Qual a magnitude do aumento da Tarifa de Energia e Potência provocado pela diminuição do volume de vendas corrigido de acordo com a sub-álnea anterior.

- e) Caso a magnitude do aumento referida na alínea anterior seja inferior a 1,5 vezes a variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado, verificada no ano t-2, procede-se exclusivamente ao ajuste da Tarifa de Energia e Potência.
- f) Caso a magnitude do aumento referida na alínea d) do n.º 5, seja superior a 1,5 vezes a variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado, verificada no ano t-2, o montante referido na sub-alínea i) da alínea d) do n.º 5, é integralmente recuperado ao abrigo da tarifa de Uso Global do Sistema.
- g) As disposições previstas nas alíneas d) a f) do n.º 5 são aplicáveis até 2003.

Artigo 79.º

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

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

Alterado

$$\tilde{R}_{TEP_t}^D = \tilde{R}_t^E + C_{SENV_t} - \tilde{\Delta}_{TEP_{t-1}}^{BT} - \Delta_{TEP_{t-2}}^{BT} - \Delta_{TEP_{t-2}}^{NT} - \tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF} - \Delta_{t-2}^{TVCF} - \Delta C_{SENV_{t-2}} \quad (37)$$

em que:

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

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

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

Introduzido

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

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

$\Delta C_{SENV\ t-2}$ Diferença entre os custos permitidos e os custos efectuados com a aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados, importações directas e importações através das redes da entidade concessionária da RNT, no ano $t-2$.

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

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

se não houve limite ao crescimento das tarifas em BT

$$\tilde{\Delta}_{TEP\ t-1}^{BT} = \left[\tilde{R}f_{TEP\ t-1}^{*BT} - \tilde{R}_{TEP\ t-1}^{BT} - \left(\sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{BT} \right)_{t-1} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (39)$$

se houve limite ao crescimento das tarifas em BT

em que:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\Delta_{TEP t-2}^{BT} = \left[\left[Rf_{TEP t-2}^{*BT} - \tilde{R}_{TEP t-2}^{BT} - \left(\sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{BT} \right)_{t-2} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) - \Delta_{prov}^{BT} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad \text{se houve li-} \\ \text{mite ao cres-} \\ \text{cimento das} \\ \text{tarifas em BT} \quad (41)$$

em que:

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

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

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

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

W_{t-3} Valor acumulado no ano $t-3$ dos custos não repercutidos nas tarifas em anos anteriores conforme definido no presente Capítulo

$\tilde{R}_{TEP t-2}^{BT}$ Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no ano $t-2$, por aplicação da Tarifa de Energia e Potência de BT aos fornecimentos aos clientes finais em BT, pelo produto da tarifa pelas quantidades que se previu vender

$\left(\sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{BT} \right)_{t-2}$ Ajuste anual, dado pela soma dos ajustes trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos clientes de BT, calculado de acordo com o Artigo 75.º, no ano $t-2$

Δ_{prov}^{BT} Valor do ajustamento provisório calculado no ano $t-2$ de acordo com o n.º 2, incluído nos proveitos permitidos do ano em curso como sendo $\left(\Delta_{TEP t-1}^{BT} \right)$

i_{t-2}^E Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-2$, acrescida de meio ponto percentual.

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

$$\Delta_{TEP_{t-2}}^{NT} = \left[Rf_{TEP_{t-2}}^{NT} - \tilde{R}_{TEP_{t-2}}^{NT} - \left(\sum_{i=1}^4 \Delta VSEP_i^{NT} \right)_{t-2} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (42)$$

em que:

$Rf_{TEP_{t-2}}^{NT}$	Proveitos facturados pelos distribuidores vinculados no ano $t-2$ por aplicação das tarifas de Energia e Potência às quantidades consumidas pelos clientes finais em MAT, AT e MT
$\tilde{R}_{TEP_{t-2}}^{NT}$	Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT para o ano $t-2$, por aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos fornecimentos aos clientes finais em MAT, AT e MT calculados no ano $t-1$, pelo produto da tarifa pelas quantidades que se previu vender em cada um dos níveis de tensão
$\left(\sum_{i=1}^4 \Delta VSEP_i^{NT} \right)_{t-2}$	Ajuste anual, dado pela soma dos ajustes trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica a pagar ou a receber pelos clientes do SEP em MAT, AT e MT, calculado de acordo com o Artigo 75.º, no ano $t-2$
i_{t-1}^E	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.

Introduzido

5 - O desvio ($\Delta C_{SENV_{t-2}}$) é dado pela expressão:

$$\Delta C_{SENV_{t-2}} = C_{SENV_{t-2}} - Ce_{SENV_{t-2}}$$

em que:

$C_{SENV_{t-2}}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados, importações directas e importações através das redes da entidade concessionária da RNT, no ano $t-2$, limitados aos custos de aquisição do SEP.
$Ce_{SENV_{t-2}}$	Custos efectivos de aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados, importações directas e importações através das redes da entidade concessionária da RNT, no ano $t-2$, limitados aos custos de aquisição do SEP

Artigo 93.º

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

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

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

$$\tilde{R}_{TEP_t}^D = \tilde{R}_{TEP_t}^{D-BT} + \tilde{R}_{TEP_t}^{D-NT} \quad (77)$$

$$\tilde{R}_{TEP_t}^{D-BT} = \tilde{R}_t^{TEP-BT} - \tilde{\Delta}_{TEP_{t-1}}^{BT} - \Delta_{TEP_{t-2}}^{BT} \quad (78)$$

$$\tilde{R}_{TEP_t}^{D-NT} = \tilde{R}_t^{TEP-NT} - \Delta_{TEP_{t-2}}^{NT} \quad (79)$$

em que:

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

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

com:

Alterado

$$\tilde{R}_t^{TEP} = \tilde{R}_t^E + C_{SENV_t} - \tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF} - \Delta_{t-2}^{TVCF} - \Delta C_{SENV_{t-2}} \quad (80)$$

de acordo com as definições do Artigo 79.º.

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

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

$$\begin{aligned}
 \tilde{R}_t^{TEP} = & \sum_h Wh_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^h\right)^{-1} \times TWh_t^{EP} + Pp_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^p\right)^{-1} \times Tpp_t^{EP_c} + \\
 & + \sum_{h'} Wh'_{MAT,t} \times \left(1 + \gamma_{MAT/AT}^{h'}\right)^{-1} \times TWh_t'^{EP_c} + \\
 & + \sum_i \left[\sum_h Wh_{i,AT,t} \times \left(1 + \gamma_{AT}^h\right) \times TWh_t^{EP} + Pp_{i,AT,t} \times \left(1 + \gamma_{AT}^p\right) \times Tpp_t^{EP_c} + \right. \\
 & \left. + \sum_{h'} Wh'_{i,AT,t} \times \left(1 + \gamma_{AT}^{h'}\right) \times TWh_t'^{EP_c} \right] + \tag{81} \\
 & + \sum_i \left[\sum_h Wh_{i,MT,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^h\right) \times TWh_t^{EP} + Pp_{i,MT,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^p\right) \times Tpp_t^{EP_c} + \right. \\
 & \left. + \sum_{h'} Wh'_{i,MT,t} \times \prod_j \left(1 + \gamma_j^{h'}\right) \times TWh_t'^{EP_c} \right] + \\
 & + \sum_i \left[\sum_h Wh_{i,BT,t} \times \prod_k \left(1 + \gamma_k^h\right) \times TWh_t^{EP} + Pp_{i,BT,t} \times \prod_k \left(1 + \gamma_k^p\right) \times Tpp_t^{EP_c} + \right. \\
 & \left. + \sum_{h'} Wh'_{i,BT,t} \times \prod_k \left(1 + \gamma_k^{h'}\right) \times TWh_t'^{EP_c} \right]
 \end{aligned}$$

com:

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

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

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

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

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

$$\gamma_{MAT/AT}^h = \frac{1 + \gamma_{AT/RNT}^h}{1 + \gamma_{MAT}^h} - 1 \quad (82)$$

em que:

γ_{MAT}^h Factor de ajustamento para perdas na RNT relativos à rede de MAT, no período horário h

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

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

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

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

.....

3.2 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA A RECUPERAR PELAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DE CADA REGIÃO AUTÓNOMA

No Regulamento Tarifário em vigor encontra-se estabelecido um mecanismo de limitação dos impactes nas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP decorrentes da convergência tarifária das Regiões Autónomas, através da limitação dos custos com a convergência a suportar pela actividade de uso global do sistema.

O valor não incorporado é suportado parcialmente pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA e do SEPM. Este valor, a suportar em cada Região Autónoma, é estabelecido anualmente pela ERSE por forma a limitar as variações tarifárias daí decorrentes no SEPA e no SEPM.

As alterações propostas nesta matéria visam corrigir algumas inconsistências do Regulamento Tarifário, nomeadamente no que diz respeito à forma de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos em cada actividade das empresas das Regiões Autónomas.

Incluiu-se na fórmula de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos em cada actividade, o valor não incorporado na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar parcialmente pelas tarifas de Venda a Clientes Finais em cada Região Autónoma, com um diferimento de dois anos.

3.2.1 REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

.....

Artigo 82.º

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

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

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{AAGS} = & C_{SEPA,t}^{AAGS} + C_{SEIA,t}^{AAGS} + Am_t^{AAGS} + Act_t^{AAGS} \times \frac{r^{AGS}}{100} + C_t^{AAGS} - S_t^{AAGS} - \\ & - \tilde{\Delta}_{t-1}^{AAGS} - \Delta_{t-2}^{AAGS} \end{aligned} \quad (47)$$

em que:

\tilde{R}_t^{AAGS}	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$C_{SEPA,t}^{AAGS}$	Custos com a aquisição de energia eléctrica ao SEPA imputados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$C_{SEIA,t}^{AAGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica ao SEIA imputados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
Am_t^{AAGS}	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados, no ano t
Act_t^{AAGS}	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
r_t^{AAGS}	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, fixada para o período de regulação, no ano t , em percentagem
C_t^{AAGS}	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema e aceites pela ERSE, no ano t
S_t^{AAGS}	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuição no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$\tilde{\Delta}_{t-1}^{AAGS}$	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano $t-1$ a incorporar no ano t , calculado de acordo com o número 5
Δ_{t-2}^{AAGS}	Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativos ao ano $t-2$.

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

2 - O preço limite para efeitos de cálculo do custo da parcela de aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados incluído em $(C_{SELA,t}^{AGS})$ é fixado anualmente.

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

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

5 - O ajustamento $(\tilde{\Delta}_{t-1}^{AGS})$ previsto na expressão (47) é dado por:

Alterado

$$\tilde{\Delta}_{t-1}^{AGS} = \left(\tilde{R}r_{t-1}^{AGS} + \tilde{S}A_{t-1}^{AGS} + SRAA_{t-1}^{AGS} - \tilde{R}_{t-1}^{AGS} + \tilde{G}A_{t-1}^{AGS} + \tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{AGS}}{100} \right) \quad (48)$$

em que:

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

$\tilde{S}A_{t-1}^{AGS}$ Valor previsto da compensação a pagar pela entidade concessionária da RNT em $t-1$, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA, no ano $t-1$, calculado de acordo com o Artigo 85.º

Introduzido

$SRAA_{t-1}^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária do SEPA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA no ano $t-1$, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA, proporcionalmente aos proveitos permitidos em cada actividade

\tilde{R}_{t-1}^{AGS} Valor previsto dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema no ano $t-1$, calculados através da expressão (47), com base nos valores previstos para o ano em curso

\tilde{GA}_{t-1}^{AGS} Valor previsto dos proveitos provenientes dos contratos de garantia de abastecimento, no ano $t-1$

$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF}$ Valor previsto do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano $t-1$, calculado de acordo com o Artigo 111.º

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

6 - O ajustamento $\left(\Delta_{t-2}^{AGS} \right)$ previsto na expressão (47) é dado por:

Alterado

$$\Delta_{t-2}^{AGS} = \left[\left(Rr_{t-2}^{AGS} + SA_{t-2}^{AGS} + SRAA_{t-2}^{AGS} - R_{t-2}^{AGS} + GA_{t-2}^{AGS} + \Delta_{t-2}^{TVCF} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{AGS}}{100} \right) - \tilde{\Delta}_{prov,t-1}^{AGS} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{AGS}}{100} \right) \quad (49)$$

em que:

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

SA_{t-2}^{AGS} Valor da compensação paga pela entidade concessionária da RNT em $t-2$, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA, no ano $t-2$, calculado de acordo com o Artigo 85.º

Introduzido

$SRAA_{t-2}^{AGS}$

Custos com a convergência tarifária do SEPA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA no ano $t-2$, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA, proporcionalmente aos proveitos permitidos em cada actividade

R_{t-2}^{AGS}

Proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema no ano $t-2$, calculados em $t-1$ através da expressão (47), com base em valores verificados em $t-2$

GA_{t-2}^{AGS}

Proveitos provenientes dos contratos de garantia de abastecimento, no ano $t-2$

Δ_{t-2}^{TVCFEA}

Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano $t-2$, calculado de acordo com o Artigo 111.º

i_{t-1}^{AGS}

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

$\tilde{\Delta}_{prov,t-1}^{AGS}$

Valor provisório do ajustamento calculado no ano $t-2$ de acordo com o n.º 5, incluído nos proveitos permitidos do ano em curso como sendo o valor $\left(\tilde{\Delta}_{t-1}^{AGS}\right)$

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

Artigo 83.º

Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA

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

$$\tilde{R}_t^{AD} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{AD} = \sum_j \left(Am_{j,t}^{AD} + Act_{j,t}^{AD} \times \frac{r_t^{AD}}{100} + C_{j,t}^{AD} - S_{j,t}^{AD} - \Delta_{j,t-2}^{AD} \right) \quad (50)$$

em que:

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

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

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

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

4 - O ajustamento $\left(\Delta_{j,t-2}^{AD}\right)$ previsto na expressão (50) é dado por:

Alterado

$$\Delta_{j,t-2}^{AD} = \left(Rr_{j,t-2}^{AD} + SA_{j,t-2}^D + SRAA_{j,t-2}^D - R_{j,t-2}^{AD} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{AD}}{100} \right)^2 \quad (51)$$

em que:

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

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

Introduzido

$SRAA_{j,t-2}^D$ Custos com a convergência tarifária do SEPA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA no ano $t-2$, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , proporcionalmente aos proveitos permitidos em cada actividade

$R_{j,t-2}^{AD}$ Proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição do SEPA no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , no ano $t-2$, calculados em $t-1$ através da expressão (50), com base em valores verificados em $t-2$

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

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

Artigo 84.º

Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA

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

$$\tilde{R}_t^{AC} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{AC} = \sum_j \left(Am_{j,t}^{AC} + Act_{j,t}^{AC} \times \frac{r_t^{AC}}{100} + C_{j,t}^{AC} - S_{j,t}^{AC} - \Delta_{j,t-2}^{AC} \right) \quad (52)$$

em que:

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

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

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

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

4 - O ajustamento $(\Delta_{j,t-2}^{AC})$ previsto na expressão (52) é dado por:

Alterado

$$\Delta_{j,t-2}^{AC} = (Rr_{j,t-2}^{AC} + SA_{j,t-2}^C + SRAA_{j,t-2}^C - R_{j,t-2}^{AC}) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{AC}}{100} \right)^2 \quad (53)$$

em que:

$Rr_{j,t-2}^{AC}$ Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, por nível de tensão j , por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos a clientes do SEPA e a entregas a clientes do SENVA e das tarifas de comercialização no SEP aos fornecimentos a clientes do SEPA, no ano $t-2$

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

Introduzido

$SRAA_{j,t-2}^C$ Custos com a convergência tarifária do SEPA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA no ano $t-2$, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , proporcionalmente aos proveitos permitidos em cada actividade

$R_{j,t-2}^{AC}$ Proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição do SEPA no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , no ano $t-2$, calculados em $t-1$ através da expressão (52), com base em valores verificados em $t-2$

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

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

Artigo 109.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, no âmbito dos fornecimentos aos clientes finais do SEPA de acordo com a seguinte expressão:

Alterado

$$\tilde{R}_t^{TVCF A} = \tilde{R}_{AGS t}^A + \tilde{R}_{D t}^A + \tilde{R}_{C t}^A + SRAA_t \quad (141)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{TVCF A}$ Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA no âmbito dos fornecimentos a clientes finais do SEPA, no ano t

$\tilde{R}_{AGS t}^A$ Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t : tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte

$\tilde{R}_{D t}^A$ Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t

$\tilde{R}_{C t}^A$ Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano t

Introduzido

$SRAA_t$ Custos com a convergência tarifária do SEPA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, no ano t .

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCFA} = & \sum_n \sum_i \left[\sum_h \left(Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCFA} \right) + Pc_{i,n,t} \times TPC_{i,n,t}^{TVCFA} + Pp_{i,n,t} \times TPP_{i,n,t}^{TVCFA} + \right. \\ & \left. + NC_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCFA} + Wrf_{i,n,t} \times TWr_{i,n,t}^{TVCFA} + Wrr_{i,n,t} \times TWrr_{i,n,t}^{TVCFA} \right] + \quad (142) \\ & + \sum_i \left(Pc_{i,BTN,t} \times TPC_{i,BTN,t}^{TVCFA} + \sum_{h'} Wh'_{i,BTN,t} \times TWh'_{i,BTN,t}^{TVCFA} \right) \end{aligned}$$

com:

- n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n ($n = MT$ e BTE)
- i Opção tarifária i dos fornecimentos n
- h Período horário $h =$ horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias
- h' Período horário h' ($h' =$ horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou $h' =$ horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou $h' =$ sem diferenciação horária para as tarifas simples, social e iluminação pública)

em que:

- $Wh_{i,n,t}$ Energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
- $TWh_{i,n,t}^{TVCFA}$ Preço da energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
- $Pc_{i,n,t}$ Potência contratada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
- $TPC_{i,n,t}^{TVCFA}$ Preço da potência contratada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
- $Pp_{i,n,t}$ Potência em horas de ponta na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
- $TPP_{i,n,t}^{TVCFA}$ Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
- $NC_{i,n,t}$ Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , previsto no ano t

$TF_{n,t}^{TVCFA}$	Preço do termo tarifário fixo de contratação, leitura, facturação e cobrança no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Wrf_{i,n,t}$	Energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TWrf_{i,n,t}^{TVCFA}$	Preço da energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Wrr_{i,n,t}$	Energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TWrr_{i,n,t}^{TVCFA}$	Preço da energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Pc_{iBTN,t}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TPC_{iBTN,t}^{TVCFA}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh'_{iBTN,t}$	Energia activa entregue no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh'_{iBTN,t}^{TVCFA}$	Preço da energia activa entregue no período horário h' , na opção tarifária i de BTN, no ano t .

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA são determinadas pelo número de clientes, as potências contratadas, potências em horas de ponta, energias activas e reactivas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes do SEPA, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano t .

3 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA devem resultar da soma dos preços das tarifas por actividade de Portugal Continental, aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária: tarifa de Energia e Potência, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Comercialização de Redes e tarifa de Comercialização no SEP.

4 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA são estabelecidos anualmente.

Alterado

5 - Sem prejuízo do número anterior, os preços da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA de MT são ajustados trimestralmente face aos previamente estabelecidos no início do ano t ,

por forma a repercutir os ajustamentos trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos fornecimentos em MT, de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta VSEPA_{tri,t}^{NT} = \sum_i \sum_h Wh_{iMT,tri,t} \times \Delta TWh_{iMT,tri,t}^{TVCF} \quad (143)$$

com:

<i>i</i>	Opção tarifária <i>i</i> do nível de tensão de MT
<i>h</i>	Período horário <i>h</i> (<i>h</i> = horas de ponta, cheias e vazio)
<i>tri</i>	Período trimestral no ano <i>t</i>

em que:

$\Delta VSEPA_{tri,t}^{NT}$	Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica a pagar ou a receber pelos clientes do SEPA de MT, no ano <i>t</i>
$Wh_{iMT,tri,t}$	Energia activa entregue no período horário <i>h</i> , na opção tarifária <i>i</i> , no nível de tensão de MT, prevista para o trimestre <i>tri</i> , no ano <i>t</i>
$\Delta TWh_{iMT,tri,t}^{TVCF}$	Ajuste ao preço da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais entregue no período horário <i>h</i> , na opção tarifária <i>i</i> , no nível de tensão de MT, no trimestre <i>tri</i> , no ano <i>t</i> .

6 - Às tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos estabelecido no Artigo 112.º.

Artigo 111.º

Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo no SEPA

1 - A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da aditividade, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos facturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA aos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação das tarifas por actividade, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia eléctrica e gestão do sistema a recuperar pela concessionária

do transporte e distribuição do SEPA no ano t e previstos na expressão (48) e na expressão (49) do Artigo 82.º, são dados pelas seguintes expressões:

Alterado

$$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCFA} = \tilde{R}_{t-1}^{TVCFA} - (\tilde{R}_{AGSt-1}^A + \tilde{R}_{Dt-1}^A + \tilde{R}_{Ct-1}^A) - SRAA_{t-1} \quad (154)$$

em que:

$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCFA}$ Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no SEPA, no ano t-1, a incorporar nos proveitos do ano t.

\tilde{R}_{t-1}^{TVCFA} Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA aos fornecimentos a clientes do SEPA, no ano t-1

\tilde{R}_{AGSt-1}^A Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t-1: tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte

\tilde{R}_{Dt-1}^A Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t-1

\tilde{R}_{Ct-1}^A Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano t-1

Introduzido

$SRAA_{t-1}$ Custos com a convergência tarifária do SEPA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, no ano t-1.

Alterado

$$\Delta_{t-2}^{TVCFA} = R_{t-2}^{TVCFA} - (R_{AGSt-2}^A + R_{Dt-2}^A + R_{Ct-2}^A) - SRAA_{t-2} \quad (155)$$

em que:

Δ_{t-2}^{TVCFA} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no SEPA, no ano t-2 a incorporar nos proveitos do ano t.

R_{t-2}^{TVCF}	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA aos fornecimentos a clientes do SEPA, no ano $t-2$
$R_{AGS\ t-2}^A$	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano $t-2$: tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte
R_{Dt-2}^A	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-2$
R_{Ct-2}^A	Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano $t-2$

Introduzido

$SRAA_{t-2}$	Custos com a convergência tarifária do SEPA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, no ano $t-2$.
--------------	--

3 - Os ajustamentos resultantes da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, no nível de tensão n , relativos ao ano $t-2$, são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta TVCF^A_{n\ t-2} = \left(Rf_{t-2}^{TVCFAn} - \tilde{R}f_{t-2}^{TVCFAn} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}}{100} \right)^2 \quad (156)$$

em que:

$\Delta TVCF^A_{n\ t-2}$	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, no ano t , no nível de tensão n , relativos ao ano $t-2$
Rf_{t-2}^{TVCFAn}	Proveitos facturados pela concessionária do transporte e distribuição, no nível de tensão n , no ano $t-2$
$\tilde{R}f_{t-2}^{TVCFAn}$	Proveitos previstos facturar pela concessionária do transporte e distribuição por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, no nível de tensão n , no ano $t-2$

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

4 - O ajustamento estabelecido no número anterior será recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA de cada nível de tensão, por aplicação de igual acréscimo tarifário kA^* a todos os termos tarifários, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{n_t}^A = TVCF_{n_t}^{A*} \times kA^* \quad (157)$$

em que:

$TVCF_{n_t}^A$ Tarifas de Venda aos Clientes Finais do SEPA do nível de tensão n , no ano t

$TVCF_{n_t}^{A*}$ Tarifas de Venda aos Clientes Finais do SEPA, do nível de tensão n , no ano t , nos termos estabelecidos no artigo anterior e no número 2 deste artigo

Artigo 112.º

Mecanismo de Limitação dos Acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA

1 - O presente artigo aplica-se sempre que a convergência do tarifário às regiões autónomas dos Açores e da Madeira seja limitada por actuação do mecanismo de limitação dos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP estabelecido no Artigo 107.º.

Alterado

2 - Para efeitos do número anterior, o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, estabelecido no Artigo 109.º, passa a ser determinado pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{TVCF_t}^A = \tilde{R}_{AGS_t}^A + \tilde{R}_{Dt}^A + \tilde{R}_{Ct}^A + SRAA_t \quad (157)$$

Alterado

em que:

$\tilde{R}_{TVCF_t}^A$ Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA no âmbito dos fornecimentos a clientes finais do SEPA, no ano t

$\tilde{R}_{AGS_t}^A$ Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t : tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do

	Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte
\tilde{R}_{Dt}^A	Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t
\tilde{R}_{Ct}^A	Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano t
$SRAA_t$	Custos com a convergência do tarifário do SEPA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema, por limitação do acréscimo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, no ano t .

Alterado

3 - Os custos com a convergência do tarifário do SEPA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema no ano t , e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, referidos no Artigo 109.º e no Artigo 111.º, são estabelecidos anualmente, por forma a limitar a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA a um valor a estabelecer pela ERSE.

3.2.2 REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Artigo 86.º

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

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

$$\tilde{R}_t^{MAGS} = C_{SEPM,t}^{MAGS} + C_{SEIM,t}^{MAGS} + Am_t^{MAGS} + Act_t^{MAGS} \times \frac{r_t^{MAGS}}{100} + C_t^{MAGS} - S_t^{MAGS} - \tilde{\Delta}_{t-1}^{MAGS} - \Delta_{t-2}^{MAGS} \quad (58)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M\ AGS}$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$C_{SEPM,t}^{M\ AGS}$	Custos com a aquisição de energia eléctrica ao SEPM imputados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$C_{SEIM,t}^{M\ AGS}$	Custos permitidos com a aquisição de energia eléctrica ao SEIM imputados à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$Am_t^{M\ AGS}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados, no ano t
$Act_t^{M\ AGS}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano
$r_t^{M\ AGS}$	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo afecto à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, fixada para o período de regulação, no ano t , em percentagem
$C_t^{M\ AGS}$	Custos anuais de exploração afectos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema e aceites pela ERSE, no ano t
$S_t^{M\ AGS}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t
$\tilde{\Delta}_{t-1}^{M\ AGS}$	Valor previsto para o ajustamento dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano $t-1$ a incorporar no ano t , calculado de acordo com o número 5
$\Delta_{t-2}^{M\ AGS}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, relativa ao ano $t-2$.

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

2 - O preço limite para efeitos de cálculo do custo da parcela de aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados incluído em $\left(C_{SEIM,t}^{M\ AGS}\right)$ é fixado anualmente.

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

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

5 - O ajustamento ($\tilde{\Delta}_{t-1}^{MAGS}$) previsto na expressão (58) é dado por:

Alterado

$$\tilde{\Delta}_{t-1}^{MAGS} = \left(\tilde{R}r_{t-1}^{MAGS} + \tilde{S}M_{t-1}^{AGS} + SRAM_{t-1}^{AGS} - \tilde{R}_{t-1}^{MAGS} + \tilde{G}A_{t-1}^{MAGS} + \tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCFM} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{MAGS}}{100} \right) \quad (59)$$

em que:

$\tilde{R}r_{t-1}^{MAGS}$ Valor previsto dos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição da RAM por aplicação aos fornecimentos do SEPM e às entregas ao SENVM das tarifas à entrada da rede de distribuição em Portugal continental, no ano $t-1$: TEP, UGS e URT no âmbito dos fornecimentos a clientes do SEPM; e UGS e URT no âmbito das entregas a clientes do SENVM

$\tilde{S}M_{t-1}^{AGS}$ Valor previsto da compensação a pagar pela entidade concessionária da RNT em $t-1$, relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAM, no ano $t-1$, calculado de acordo com o Artigo 89.º

Introduzido

$SRAM_{t-1}^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária do SEPM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM no ano $t-1$, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, proporcionalmente aos proveitos permitidos em cada actividade

\tilde{R}_{t-1}^{MAGS} Valor previsto dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema no ano $t-1$, calculados através da expressão (58), com base nos valores previstos para o ano em curso

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

$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCFM}$ Valor previsto do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano $t-1$, calculado de acordo com o Artigo 16.º

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

6 - O ajustamento (Δ_{t-2}^{MAGS}) previsto na expressão (58) é dado por:

Alterado

$$\Delta_{t-2}^{MAGS} = \left[\left(Rr_{t-2}^{MAGS} + SM_{t-2}^{AGS} + SRAM_{t-2}^{AGS} - R_{t-2}^{MAGS} + GA_{t-2}^{MAGS} + \Delta_{t-2}^{TVCFM} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{MAGS}}{100} \right) - \Delta_{prov,t-1}^{MAGS} \right] \times \quad (60)$$

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

em que:

Rr_{t-2}^{MAGS} Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM por aplicação aos fornecimentos do SEPM e às entregas ao SENVM das tarifas à entrada da rede de distribuição em Portugal continental, no ano $t-2$: TEP, UGS e URT no âmbito dos fornecimentos a clientes do SEPM; e UGS e URT no âmbito das entregas a clientes do SENVM

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

Introduzido

$SRAM_{t-2}^{AGS}$ Custos com a convergência tarifária do SEPM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM no ano $t-2$, imputáveis à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, proporcionalmente aos proveitos permitidos em cada actividade

R_{t-2}^{MAGS} Proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano $t-2$, calculados em $t-1$ através da expressão (58), com base em valores verificados em $t-2$

G_{t-2}^{MAGS} Proveitos provenientes dos contratos de garantia de abastecimento no SENVM, no ano $t-2$

Δ_{t-2}^{TVCFM}	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, no ano $t-2$, calculado de acordo com o Artigo 116.º
i_{t-1}^{MAGS}	Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-1$, acrescida de meio ponto percentual.
$\tilde{\Delta}_{prov,t-1}^{MAGS}$	Valor provisório do ajustamento calculado no ano $t-2$ de acordo com o n.º 5, incluído nos proveitos permitidos do ano em curso como sendo o valor $\left(\tilde{\Delta}_{t-1}^{MAGS}\right)$

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

Artigo 87.º

Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAM

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

$$\tilde{R}_t^{M^D} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{M^D} = \sum_j \left(Am_{j,t}^{M^D} + Act_{j,t}^{M^D} \times \frac{r_t^{M^D}}{100} + C_{j,t}^{M^D} - S_{j,t}^{M^D} - \Delta_{j,t-2}^{M^D} \right) \quad (61)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M^D}$	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t
$\tilde{R}_{j,t}^{M^D}$	Proveitos permitidos por nível de tensão j , no ano t
j	Níveis de tensão AT, MT, BT
$Am_{j,t}^{M^D}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, líquidas das amortizações dos activos participados, por nível de tensão j , no ano t
$Act_{j,t}^{M^D}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , líquido de amortizações e participações, no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

- $r_t^{M^D}$ Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo afecto à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, no ano t , em percentagem
- $C_{j,t}^{M^D}$ Custos anuais de exploração, por nível de tensão j , afectos à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE, no ano t
- $S_{j,t}^{M^D}$ Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Uso de Rede de Distribuição, por nível de tensão j , no ano t
- $\Delta_{j,t-2}^{M^D}$ Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , relativa ao ano $t-2$.

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

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

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

4 - O ajustamento ($\Delta_{j,t-2}^{M^D}$) previsto na expressão (61) é dado por:

Alterado

$$\Delta_{j,t-2}^{M^D} = \left(Rr_{j,t-2}^{M^D} + SM_{j,t-2}^{M^D} + SRAM_{j,t-2}^{M^D} - R_{j,t-2}^{M^D} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{M^D}}{100} \right)^2 \quad (62)$$

em que:

- $Rr_{j,t-2}^{M^D}$ Proveitos recuperados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, por nível de tensão j , por aplicação aos fornecimentos a clientes do SEPM e entregas a clientes do SENVM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-2$
- $SM_{j,t-2}^{M^D}$ Compensação paga pela entidade concessionária da RNT em $t-2$ relativa ao sobrecusto estimado da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAM, no ano $t-2$, calculado de acordo com o Artigo 89.º

Introduzido

$SRAM_{j,t-2}^D$ Custos com a convergência tarifária do SEPM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM no ano $t-2$, imputáveis à actividade de Distribuição de Energia Eléctrica por nível de tensão j , proporcionalmente aos proveitos permitidos em cada actividade

$R_{j,t-2}^{M^D}$ Proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , no ano $t-2$, calculados em $t-1$ através da expressão (61), com base em valores verificados em $t-2$

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

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

Artigo 88.º

Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAM

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

$$\tilde{R}_t^{M^C} = \sum_j \tilde{R}_{j,t}^{M^C} = \sum_j \left(Am_{j,t}^{M^C} + Act_{j,t}^{M^C} \times \frac{r_t^{M^C}}{100} + C_{j,t}^{M^C} - S_{j,t}^{M^C} - \Delta_{j,t-2}^{M^C} \right) \quad (63)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M^C}$ Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t

$\tilde{R}_{j,t}^{M^C}$ Proveitos permitidos por nível de tensão j , no ano t

j Níveis de tensão AT, MT, BT

$Am_{j,t}^{MC}$	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, líquidas das amortizações dos activos participados, por nível de tensão j , no ano t
$Act_{j,t}^{MC}$	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, incluindo os equipamentos de medição de energia eléctrica líquido de amortizações e participações, por nível de tensão j , no ano t , dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano
r_t^{MC}	Taxa de remuneração permitida para o valor do activo fixo afecto à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, fixada para o período de regulação, no ano t , em percentagem
$C_{j,t}^{MC}$	Custos anuais de exploração, por nível de tensão j , afectos à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica e aceites pela ERSE, no ano t
$S_{j,t}^{MC}$	Outros proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica e que não resultam da aplicação das tarifas de Comercialização, por nível de tensão j , no ano t
$\Delta_{j,t-2}^{MC}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , relativo ao ano $t-2$.

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

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

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

4 - O ajustamento $(\Delta_{j,t-2}^{MC})$ previsto na expressão (63) é dado por:

Alterado

$$\Delta_{j,t-2}^{MC} = \left(Rr_{j,t-2}^{MC} + SM_{j,t-2}^{MC} + SRAM_{j,t-2}^{MC} - R_{j,t-2}^{MC} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^{MC}}{100} \right)^2 \quad (64)$$

em que:

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

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

Introduzido

$SRAM_{j,t-2}^C$ Custos com a convergência tarifária do SEPM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM no ano $t-2$, imputáveis à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica por nível de tensão j , proporcionalmente aos proveitos permitidos em cada actividade

$R_{j,t-2}^{MC}$ Proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , no ano $t-2$, calculados em $t-1$ através da expressão (63), com base em valores verificados em $t-2$

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

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

Artigo 114.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar no SEPM são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, no âmbito dos fornecimentos aos clientes finais do SEPM de acordo com a seguinte expressão:

Alterado

$$\tilde{R}_t^{TVCFM} = \tilde{R}_{AGS,t}^M + \tilde{R}_{Dt}^M + \tilde{R}_{Ct}^M + SRAM_t \quad (158)$$

em que:

- \tilde{R}_t^{TVCFM} Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM no âmbito dos fornecimentos a clientes finais do SEPM, no ano t
- $\tilde{R}_{AGS,t}^M$ Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t : tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte
- \tilde{R}_{Dt}^M Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t
- \tilde{R}_{Ct}^M Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano t

Introduzido

- $SRAM_t$ Custos com a convergência tarifária do SEPM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM, no ano t .

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCFM} = & \sum_n \sum_i \left[\sum_h \left(Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCFM} \right) + Pc_{i,n,t} \times TPC_{i,n,t}^{TVCFM} + Pp_{i,n,t} \times Tpp_{i,n,t}^{TVCFM} + \right. \\ & \left. + NC_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCFM} + Wrf_{i,n,t} \times TWr_{i,n,t}^{TVCFM} + Wrr_{i,n,t} \times TWrr_{i,n,t}^{TVCFM} \right] + \\ & \left. + \sum_i \left(Pc_{i,BTN,t} \times TPC_{i,BTN,t}^{TVCFM} + \sum_{h'} Wh'_{i,BTN,t} \times TWh'_{i,BTN,t}^{TVCFM} \right) \right] \quad (159) \end{aligned}$$

com:

- n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n ($n = AT, MT$ e BTE)
- i Opção tarifária i dos fornecimentos n
- h Período horário $h =$ horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias

h' Período horário h' (h' = horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou h' = horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou h' = sem diferenciação horária para as tarifas simples, social e iluminação pública)

em que:

$Wh_{i,n,t}$ Energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t

$TWh_{i,n,t}^{TVCFM}$ Preço da energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Pc_{i,n,t}$ Potência contratada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t

$TPC_{i,n,t}^{TVCFM}$ Preço da potência contratada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Pp_{i,n,t}$ Potência em horas de ponta na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t

$TPP_{i,n,t}^{TVCFM}$ Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$NC_{i,n,t}$ Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , previsto no ano t

$TF_{n,t}^{TVCFM}$ Preço do termo tarifário fixo de contratação, leitura, facturação e cobrança no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Wrf'_{i,n,t}$ Energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t

$TWrf'_{i,n,t}^{TVCFM}$ Preço da energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Wrr_{i,n,t}$ Energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t

$TWrr_{i,n,t}^{TVCFM}$ Preço da energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Pc_{iBTN,t}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TPC_{iBTN,t}^{TVCFM}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh'_{iBTN,t}$	Energia activa entregue no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh'_{iBTN,t}^{TVCFM}$	Preço da energia activa entregue no período horário h' , na opção tarifária i de BTN, no ano t .

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM são determinadas pelo número de clientes, as potências contratadas, potências em horas de ponta, energias activas e reactivas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes do SEPM, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano t .

3 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM devem resultar da soma dos preços das tarifas por actividade de Portugal Continental, aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária: tarifa de Energia e Potência, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Comercialização de Redes e tarifa de Comercialização no SEP.

4 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM são estabelecidos anualmente.

Alterado

5 - Sem prejuízo do número anterior, os preços da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM de AT e MT são ajustados trimestralmente face aos previamente estabelecidos no início do ano t , por forma a repercutir os ajustamentos trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos fornecimentos em AT e MT, de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta VSEPM_{tri,t}^{NT} = \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,tri,t} \times \Delta TWh_{i,n,tri,t}^{TVCF} \quad (160)$$

com:

n	Nível de tensão n ($n = AT$ e MT)
i	Opção tarifária i do nível de tensão n
h	Período horário h ($h =$ horas de ponta, cheias e vazio)
tri	Período trimestral no ano t

em que:

$\Delta VSEPM_{tri,t}^{NT}$	Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica a pagar ou a receber pelos clientes do SEPM de AT e MT, no ano t
$Wh_{i,n,tri,t}$	Energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão n , prevista para o trimestre tri , no ano t
$\Delta TWh_{i,n,tri,t}^{TVCF}$	Ajuste ao preço da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão n , no trimestre tri , no ano t .

6 - Às tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos estabelecido no Artigo 117.º.

Artigo 116.º

Ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo no SEPM

1 - A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da aditividade, nos termos estabelecidos no artigo anterior, conduz à necessidade de ajustar os proveitos facturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM aos proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação das tarifas por actividade, através do estabelecido no presente artigo.

2 - Os ajustamentos resultantes da convergência para um sistema tarifário aditivo a incorporar nos proveitos relativos à aquisição de energia eléctrica e gestão do sistema a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM no ano t e previstos na expressão (59) e na expressão (60) do Artigo 86.º, são dados pelas seguintes expressões:

Alterado

$$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCFM} = \tilde{R}_{t-1}^{TVCFM} - (\tilde{R}_{AGSt-1}^M + \tilde{R}_{Dt-1}^M + \tilde{R}_{Ct-1}^M) - SRAM_{t-1} \quad (172)$$

em que:

$\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCFM}$	Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no SEPM, no ano $t-1$, a incorporar nos proveitos do ano t .
\tilde{R}_{t-1}^{TVCFM}	Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM aos fornecimentos a clientes do SEPM, no ano $t-1$

$\tilde{R}_{AGS\ t-1}^M$ Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano $t-1$: tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte

$\tilde{R}_{D\ t-1}^M$ Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-1$

$\tilde{R}_{C\ t-1}^M$ Proveitos previstos obter pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano $t-1$

Introduzido

$SRAM_{t-1}$ Custos com a convergência tarifária do SEPM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM, no ano $t-1$.

Alterado

$$\Delta_{t-2}^{TVCFM} = R_{t-2}^{TVCFM} - (R_{AGS\ t-2}^M + R_{D\ t-2}^M + R_{C\ t-2}^M) - SRAM_{t-2} \quad (173)$$

em que:

Δ_{t-2}^{TVCFM} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no SEPM, no ano $t-2$ a incorporar nos proveitos do ano t .

R_{t-2}^{TVCFM} Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM aos fornecimentos a clientes do SEPM, no ano $t-2$

$R_{AGS\ t-2}^M$ Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano $t-2$: tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte

$R_{D\ t-2}^M$ Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano $t-2$

R_{Ct-2}^M Proveitos obtidos pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano $t-2$

Introduzido

$SRAM_{t-2}$ Custos com a convergência tarifária do SEPM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM, no ano $t-2$.

3 - Os ajustamentos resultantes da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM, no ano t , no nível de tensão n , relativos ao ano $t-2$, são dados pela seguinte expressão:

$$\Delta TVCF^M_{nt-2} = \left(Rf_{t-2}^{TVCFM_n} - \tilde{R}f_{t-2}^{TVCFM_n} \right) \times \left(1 + \frac{i_{t-1}}{100} \right)^2 \quad (174)$$

em que:

$\Delta TVCF^M_{nt-2}$ Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas a incorporar nos proveitos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, no ano t , no nível de tensão n , relativos ao ano $t-2$

$Rf_{t-2}^{TVCFM_n}$ Proveitos facturados pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado, no nível de tensão n , no ano $t-2$

$\tilde{R}f_{t-2}^{TVCFM_n}$ Proveitos previstos facturar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM, no nível de tensão n , no ano $t-2$

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

4 - O ajustamento estabelecido no número anterior será recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM de cada nível de tensão, por aplicação de igual acréscimo tarifário kM^* a todos os termos tarifários, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF^M_{nt} = TVCF^M_{nt}^* \times kM^* \quad (175)$$

em que:

$TVCF^M_{n_t}$ Tarifas de Venda aos Clientes Finais do SEPM do nível de tensão n , no ano t

$TVCF^{M*}_{n_t}$ Tarifas de Venda aos Clientes Finais do SEPM, do nível de tensão n , no ano t , nos termos estabelecidos no artigo anterior e no número 2 deste artigo

Artigo 117.º

Mecanismo de Limitação dos Acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM

1 - O presente artigo aplica-se sempre que a convergência do tarifário às regiões autónomas dos Açores e da Madeira seja limitada por actuação do mecanismo de limitação dos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP estabelecido no Artigo 107.º.

Eliminado

2 - Para efeitos do número anterior, o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, estabelecido no Artigo 114.º, passa a ser determinado pela seguinte expressão:

$$\tilde{R}_{TVCF}^M = \tilde{R}_{AGS}^M + \tilde{R}_{Dt}^M + \tilde{R}_{Ct}^M + SRAM_t \quad (175)$$

em que:

\tilde{R}_{TVCF}^M Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM no âmbito dos fornecimentos a clientes finais do SEPM, no ano t

\tilde{R}_{AGS}^M Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t : tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte

\tilde{R}_{Dt}^M Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t

\tilde{R}_{Ct}^M Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano t

$SRAM_t$ Custos com a convergência do tarifário do SEPM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema, por limitação do acréscimo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM, no ano t .

Alterado

3 - Os custos com a convergência do tarifário do SEPM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema no ano t e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM, referidos no Artigo 114.º e no Artigo 116.º, são estabelecidos anualmente por forma a limitar a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM a um valor a estabelecer pela ERSE.

.....

3.3 MECANISMO DE CONVERGÊNCIA PARA TARIFAS ADITIVAS

No Regulamento Tarifário é estabelecido um mecanismo de convergência para tarifas aditivas que define a forma como as actuais tarifas de venda a clientes finais devem convergir para tarifas aditivas, isto é, para as tarifas que resultam da soma de cada uma das tarifas por actividade regulada. Este mecanismo visa proteger os interesses dos consumidores limitando as variações da sua factura resultantes de alterações da estrutura tarifária.

Pretendendo flexibilizar o mecanismo estabelecido por forma a privilegiar as opções tarifárias que se encontram mais afastadas das tarifas aditivas em termos de preço médio, tornando mais célere e justo o processo de convergência propõem-se alterações ao n.º 4 dos artigos 105.º, 110.º e 115.º, nos quais é estabelecido o processo de convergência para tarifas aditivas.

Caso o valor da variação tarifária global seja inferior à variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado, as variações tarifárias podem ser diferenciadas por termo tarifário e por opção tarifária, de modo a garantir a convergência para tarifas aditivas da seguinte forma:

- se os preços resultantes de tarifas aditivas forem superiores aos preços em vigor no ano anterior, então, os preços de cada termo tarifário são iguais ao menor de dois valores:
 - i) preço resultante de um acréscimo tarifário limitado a duas vezes a variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado, sendo este acréscimo diferenciado por termo tarifário e por opção tarifária;
 - ii) preço resultante da adição dos preços das tarifas por actividade.
- se os preços resultantes de tarifas aditivas forem inferiores aos preços em vigor no ano anterior, então, os preços de cada termo tarifário são iguais ao maior de dois valores:

- i) preço resultante de uma variação tarifária diferenciada por termo tarifário e por opção tarifária;
- ii) preço resultante da adição dos preços das tarifas por actividade.

Caso o valor da variação tarifária global seja igual à variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado, então as tarifas de venda a clientes finais mantêm a mesma estrutura do ano anterior, aplicando-se a todos os preços um acréscimo tarifário igual à variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado.

Caso o valor da variação tarifária global seja superior à variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado:

- as tarifas de venda a clientes finais em BT mantêm a mesma estrutura do ano anterior, aplicando-se a todos os preços um acréscimo tarifário igual à variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado, de acordo com o mecanismo de limitação dos acréscimos em BT definido no Regulamento Tarifário;
- as tarifas de venda a clientes em MAT, AT e MT mantêm a mesma estrutura do ano anterior, aplicando-se a todos os preços um acréscimo igual ao acréscimo tarifário global.

Adicionalmente, acrescentou-se ao mecanismo de convergência para tarifas aditivas na Região Autónoma dos Açores e da Madeira a limitação dos acréscimos em BT definida na Secção V do Capítulo IV, sempre que o acréscimo tarifário das tarifas de Venda a Clientes Finais exceder a variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado.

3.3.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO SEP

3.3.1.1 PROPOSTA DE ALTERAÇÃO

.....

Artigo 105.º

Mecanismo de convergência para tarifas aditivas

1 - A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP nos termos do n.º 3 do artigo anterior, deve ser efectuado de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - A introdução do termo tarifário fixo e a alteração da definição de potência em horas de ponta aplicável nos fornecimentos de MAT, AT, MT e BTE será realizada em 2002, por forma a que a variação tarifária por opção tarifária que daí resulte seja nula, por aplicação da seguinte expressão:

$$TVCF_i \times Q_i = TVCF_i^* \times Q_i^* \quad (122)$$

em que:

$TVCF_i$ Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em MAT, AT, MT e BTE por opção tarifária i com a nova estrutura tarifária

$TVCF_i^*$ Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em MAT, AT, MT e BTE por opção tarifária i com a estrutura tarifária de 2001

Q_i^* Quantidades vendidas aos clientes de MAT, AT, MT e BTE por termo tarifário e opção tarifária i , previstas para o ano 2002, com a estrutura tarifária de 2001

Q_i Quantidades vendidas aos clientes de MAT, AT, MT e BTE por termo tarifário e opção tarifária i , previstas para o ano 2002, com a nova estrutura tarifária.

3 - Para efeitos da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, calcula-se o acréscimo tarifário δ_t de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta_t = \frac{\sum_i TVCF_{i,t} \times Q_{i,t}}{\sum_i TVCF_{i,t-1} \times Q_{i,t}} \quad (123)$$

e

$$\sum_i TVCF_{i,t} \times Q_{i,t} = \tilde{R}_t^{TVCF} \quad (124)$$

em que:

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

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

4 - Caso o valor de δ_t seja inferior à evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado

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

$$\delta_t < \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (125)$$

então os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP do ano t são calculados de acordo com a seguinte metodologia:

Alterado

$$Tx_{i,n,t} = \text{Min} \left\{ Tx_{i,n,t-1} \times ksx_i \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}}; Tx_{i,n,t}^a \right\} \text{ se } Tx_{i,n,t-1} \leq Tx_{i,n,t}^a \quad (126)$$

Alterado

$$Tx_{i,n,t} = \text{Max} \left\{ Tx_{i,n,t-1} \times kdx_i; Tx_{i,n,t}^a \right\} \text{ se } Tx_{i,n,t-1} > Tx_{i,n,t}^a \quad (127)$$

com:

- n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n ($n = \text{MAT, AT, MT, BTE e BTN}$)
- i Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n
- x Termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

em que:

- $Tx_{i,n,t}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
- $Tx_{i,n,t}^a$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n , resultante da adição das tarifas por actividade, no ano t

Alterado

e em que os valores de ksx_i (com $ksx_i \leq 2$) e kdx_i são calculados por forma a que os proveitos permitidos referidos no n.º 1 do artigo anterior sejam recuperados, assegurando-se que o acréscimo tarifário global por opção tarifária seja limitado à evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado.

5 - Caso o valor de δ_t seja igual à evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado $\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$,

isto é se:

$$\delta_t = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (128)$$

então as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP mantêm a mesma estrutura do ano $t-1$ por aplicação de igual acréscimo tarifário a todos os termos tarifários de todos os níveis de tensão e opções tarifárias, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{i,t} = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \times TVCF_{i,t-1} \quad (129)$$

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

isto é se:

$$\delta_t > \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (130)$$

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

$$TVCF_{i,t}^{NT} = \delta_t \times TVCF_{i,t-1}^{NT} \quad (131)$$

.....

3.3.2 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO SEPA

Artigo 110.º

Mecanismo de convergência para tarifas aditivas no SEPA

1 - A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais no SEPA nos termos do número 3 do artigo anterior, deve ser efectuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - A introdução do termo tarifário fixo e a alteração da definição de potência em horas de ponta aplicável nos fornecimentos de MT e BTE será realizada em 2003, por forma a que a variação tarifária por opção tarifária que daí resulte seja nula, por aplicação da seguinte expressão:

$$TVCF_i^A \times Q_i^A = TVCF_i^{A*} \times Q_i^{A*} \quad (144)$$

em que:

$TVCF_i^A$ Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA em MT e BTE por opção tarifária i com a nova estrutura tarifária

$TVCF_i^{A*}$ Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA em MT e BTE por opção tarifária i com a estrutura tarifária de 2002

Q_i^{A*} Quantidades vendidas aos clientes de MT e BTE por termo tarifário e opção tarifária i , previstas para o ano 2003, com a estrutura tarifária de 2002

Q_i^A Quantidades vendidas aos clientes de MT e BTE por termo tarifário e opção tarifária i , previstas para o ano 2003, com a nova estrutura tarifária.

3 - Para efeitos da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, calcula-se o acréscimo tarifário δ_t^A de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta_t^A = \frac{\sum_i TVCF_{i,t}^A \times Q_{i,t}^A}{\sum_i TVCF_{i,t-1}^A \times Q_{i,t}^A} \quad (145)$$

e

$$\sum_i TVCF^A_{i,t} \times Q^A_{i,t} = \tilde{R}^A_{TVCF_t} \quad (146)$$

em que:

$TVCF^A_{i,t}$ Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA por opção tarifária i , no ano t

$Q^A_{i,t}$ Quantidades vendidas a clientes finais do SEPA, por termo tarifário e opção tarifária i , previstas para o ano t .

4 - Caso o valor de δ_t^A seja inferior à evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado

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

$$\delta_t^A < \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (147)$$

então os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA do ano t são calculados de acordo com a seguinte metodologia:

Alterado

$$Tx^A_{i,n,t} = \text{Min} \left\{ Tx^A_{i,n,t-1} \times k_s x_i^A \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}}; Tx^{aA}_{i,n,t} \right\} \text{ se } Tx^A_{i,n,t-1} \leq Tx^{aA}_{i,n,t} \quad (148)$$

Alterado

$$Tx^A_{i,n,t} = \text{Max} \left\{ Tx^A_{i,n,t-1} \times k_d x_i^A; Tx^{aA}_{i,n,t} \right\} \text{ se } Tx^A_{i,n,t-1} > Tx^{aA}_{i,n,t} \quad (149)$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n ($n = \text{MT, BTE e BTN}$)

i Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

x Termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

em que:

$Tx_{n,t}^A$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Tx_{i,n,t}^{aA}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n , resultante da aplicação do princípio da aditividade tarifária nos termos do Artigo 109.º, no ano t

Alterado

e em que os valores de $k_{sx_i}^A$ (com $k_{sx_i}^A \leq 2$) e $k_{dx_i}^A$ são calculados por forma a que os proveitos permitidos referidos no n.º 1 do artigo anterior sejam recuperados, assegurando-se que o acréscimo tarifário global por opção tarifária seja limitado à evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado.

5 - Caso o valor de δ_t^A seja igual à evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado

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

$$\delta_t^A = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (150)$$

então as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA mantêm a mesma estrutura do ano $t-1$ por aplicação de igual acréscimo tarifário a todos os termos tarifários de todos os níveis de tensão e opções tarifárias, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{i,t}^A = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \times TVCF_{i,t-1}^A \quad (151)$$

6 - Caso o valor de δ_t^A exceda a evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado $\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$,

isto é se:

$$\delta_t^A > \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (152)$$

Alterado

então às tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos em BT definido na secção V do Capítulo IV, e às tarifas de Venda a Clientes Finais em MT aplica-se igual acréscimo tarifário a todos os termos tarifários, mantendo a estrutura do ano $t-1$, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{i,t}^{AMT} = \delta_t^A \times TVCF_{i,t-1}^{AMT} \quad (153)$$

3.3.3 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO SEPM

Artigo 115.º

Mecanismo de convergência para tarifas aditivas no SEPM

1 - A aplicação do sistema tarifário aditivo às tarifas de Venda a Clientes Finais no SEPM nos termos do número 3 do artigo anterior, deve ser efectuada de forma gradual, através da utilização do mecanismo estabelecido no presente artigo.

2 - A introdução do termo tarifário fixo e a alteração da definição de potência em horas de ponta aplicável nos fornecimentos de AT, MT e BTE será realizada em 2003, por forma a que a variação tarifária por opção tarifária que daí resulte seja nula, por aplicação da seguinte expressão:

$$TVCF_i^M \times Q_i^M = TVCF_i^{M*} \times Q_i^{M*} \quad (161)$$

em que:

$TVCF_i^M$ Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM em AT, MT e BTE por opção tarifária i com a nova estrutura tarifária

$TVCF_i^{M*}$ Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM em AT, MT e BTE por opção tarifária i com a estrutura tarifária de 2002

Q_i^{M*} Quantidades vendidas aos clientes de AT, MT e BTE por termo tarifário e opção tarifária i , previstas para o ano 2003, com a estrutura tarifária de 2002

Q_i^M Quantidades vendidas aos clientes de AT, MT e BTE por termo tarifário e opção tarifária i , previstas para o ano 2003, com a nova estrutura tarifária.

3 - Para efeitos da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, calcula-se o acréscimo tarifário δ_t^M de acordo com a seguinte expressão:

$$\delta_i^M = \frac{\sum_i TVCF^M_{i,t} \times Q^M_{i,t}}{\sum_i TVCF^M_{i,t-1} \times Q^M_{i,t}} \quad (162)$$

e

$$\sum_i TVCF^M_{i,t} \times Q^M_{i,t} = \tilde{R}^M_{TVCF,t} \quad (163)$$

em que:

$TVCF^M_{i,t}$ Tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM por opção tarifária i , no ano t

$Q^M_{i,t}$ Quantidades vendidas a clientes finais do SEPM, por termo tarifário e opção tarifária i , previstas para o ano t .

4 - Caso o valor de δ_i^M seja inferior à evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado

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

$$\delta_i^M < \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (164)$$

então os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM do ano t são calculados de acordo com a seguinte metodologia:

Alterado

$$Tx^M_{i,n,t} = \text{Min} \left\{ Tx^M_{i,n,t-1} \times ksx^M_i \times \frac{IP_t}{IP_{t-1}}; Tx^a_{i,n,t} \right\} \text{ se } Tx^M_{i,n,t-1} \leq Tx^a_{i,n,t} \quad (165)$$

Alterado

$$Tx^M_{i,n,t} = \text{Max} \left\{ Tx^M_{i,n,t-1} \times kdx^M_i; Tx^a_{i,n,t} \right\} \text{ se } Tx^M_{i,n,t-1} > Tx^a_{i,n,t} \quad (166)$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n ($n = AT, MT, BTE$ e BTN)

i Opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

x Termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n

em que:

$Tx_{i,n,t}^M$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Tx_{i,n,t}^{aM}$ Preço do termo tarifário x da opção tarifária i do nível de tensão ou tipo de fornecimento n , resultante da aplicação do princípio da aditividade tarifária nos termos do Artigo 114.º, no ano t

Alterado

e em que os valores de ksx_i^M (com $ksx_i^M \leq 2$) e kdx_i^M são calculados por forma a que os proveitos permitidos referidos no n.º 1 do artigo anterior sejam recuperados, assegurando-se que o acréscimo tarifário global por opção tarifária seja limitado à evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado.

5 - Caso o valor de δ_t^M seja igual à evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado

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

$$\delta_t^M = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (167)$$

então as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM mantêm a mesma estrutura do ano $t-1$ por aplicação de igual acréscimo tarifário a todos os termos tarifários de todos os níveis de tensão e opções tarifárias, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{i,t}^M = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \times TVCF_{i,t-1}^M \quad (168)$$

6 - Caso o valor de δ_t^M exceda a evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado $\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$,

isto é se:

$$\delta_t^M > \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (169)$$

Alterado

então às tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM; aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos em BT definido na secção V do Capítulo IV, e às tarifas de Venda a Clientes Finais em AT e

MT aplica-se igual acréscimo tarifário a todos os termos tarifários, mantendo a estrutura do ano $t-1$, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{i,t}^{MT} = \delta_t \times TVCF_{i,t-1}^{MT} \quad (170)$$

$$TVCF_{i,t}^{AT} = \delta_t \times TVCF_{i,t-1}^{AT} \quad (171)$$

3.4 AJUSTE TRIMESTRAL DOS ENCARGOS VARIÁVEIS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E DOS PREÇOS DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MAT, AT E MT

O Regulamento Tarifário estabelece que os encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica resultantes dos fornecimentos aos clientes do SEP em MAT, AT e MT são ajustados trimestralmente. Consequentemente, os preços de energia das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em MAT, AT e MT, das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA em MT e das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM em AT e MT são ajustados trimestralmente.

A aplicação do princípio da convergência tarifária conduz à aplicação de ajustamentos aos preços de energia das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, SEPA e SEPM idênticos. Estes ajustamentos aos preços de energia visam recuperar os desvios dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica no âmbito do SEP.

Por forma a clarificar a aplicação dos ajustamentos trimestrais aos preços de energia das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP, SEPA e SEPM, são propostas algumas alterações.

A soma dos ajustes trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica a pagar ou a receber pelos clientes do SEP em MAT, AT e MT, pelos clientes do SEPA em MT e pelos clientes do SEPM em AT e MT, deve igualar o desvio trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica resultante dos fornecimentos aos clientes do SEP em MAT, AT e MT.

Caso o desvio trimestral seja positivo, a recuperação do desvio pela entidade concessionária da RNT processa-se da seguinte forma:

- O distribuidor vinculado em AT e MT recupera a parcela do ajuste trimestral a pagar pelos clientes do SEP através do ajustamento trimestral aos preços de energia dos clientes do SEP,

transferindo-a para a entidade concessionária da RNT através do pagamento dos encargos mensais com a aquisição de energia eléctrica.

- A concessionária do transporte e distribuição do SEPA recupera a parcela do ajuste trimestral a pagar pelos clientes do SEPA através do ajustamento trimestral aos preços de energia das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, sendo este valor deduzido ao custo com a convergência tarifária a transferir pela entidade concessionária da RNT para a concessionária do transporte e distribuição do SEPA.
- A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM recupera a parcela do ajuste trimestral a pagar pelos clientes do SEPM através do ajustamento trimestral aos preços de energia das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM, sendo este valor deduzido ao custo com a convergência tarifária a transferir pela entidade concessionária da RNT para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM.

Artigo 75.º

Alterado

Encargos mensais com a Aquisição de Energia Eléctrica a facturar ao distribuidor vinculado em MT e AT

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

Alterado

$$Enc_m = \frac{1}{12} \tilde{R}_{fixo\ t}^E + \tilde{R}_{variável\ m}^E + \frac{\Delta V_{tri}^{BT}}{3} + \frac{\Delta V_{SEP_{tri}}^{NT}}{3} + Cm_{cp,m} \times (E_{SEP\ m} - \tilde{E}_{SEP\ m}) \quad (21)$$

em que:

m	Mês
tri	Dois trimestres antes do trimestre a que pertence o mês m
$\tilde{R}_{variável\ m}^E$	Componente variável dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no mês m
ΔV_{tri}^{BT}	Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos clientes de BT

Alterado

$\Delta V_{tri}^{SEP,NT}$ Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica a pagar ou a receber pelos clientes do SEP de MAT, AT e MT

$Cm_{cp,m}$ Custo marginal de energia de curto prazo das centrais do SEP no mês m do ano t , previsto no ano $t-1$

$E_{SEP,m}$ Energia eléctrica afectada aos consumos do SEP emitida para a rede pelas centrais de produção do SEP, bem como a energia eléctrica importada deduzida da energia eléctrica exportada, no mês m

$\tilde{E}_{SEP,m}$ Valor previsional da energia eléctrica afectada aos consumos do SEP emitida para a rede pelas centrais de produção do SEP, bem como a energia eléctrica importada deduzida da energia eléctrica exportada, no mês m do ano t , previsto no ano $t-1$.

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

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

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

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

em que:

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

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

m Mês de cada trimestre ($m=1, 2, 3$)

tri Dois trimestres antes do trimestre a que pertence o mês m

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

DF_{tri} Saldo no início do trimestre tri da conta de diferença de facturação trimestral

DF_{REF} Valor de referência do saldo da diferença de facturação, definido pela ERSE para o período de regulação

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

$$DF_{tri} = DFF - \Delta V_{tri}^{BT} \quad (22)$$

Alterado

3 - O ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica a pagar ou a receber pelos clientes do SEP de MAT, AT e MT é dado por:

$$\Delta VSEPM_{tri}^{NT} = \sum_{m=1}^3 (\Delta R_{\text{variável } m}^{NT}) - \Delta VSEPA_{tri}^{NT} - \Delta VSEPM_{tri}^{NT} \quad (23)$$

em que:

$\Delta R_{\text{variável } m}^{NT}$ Desvio mensal da parcela variável de aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP afecto aos consumos em NT, no mês m , calculado pela expressão (26).

$\Delta VSEPA_{Tri}^{NT}$ Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica a pagar ou a receber pelos clientes do SEPA em MT, nos termos do Artigo 109.º

$\Delta VSEPM_{Tri}^{NT}$ Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica a pagar ou a receber pelos clientes do SEPM em AT e MT, nos termos do Artigo 114.º

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

$$\Delta R_{\text{variável } m} = -\tilde{R}_{\text{variável } m}^E + CAE_m + Imp_m - Exp_m + CH_m - Cm_{cp,m} \times (E_{SEP m} - \tilde{E}_{SEP m}) \quad (24)$$

$$\Delta R_{\text{variável } m}^{BT} = \alpha \Delta R_{\text{variável } m} \quad (25)$$

$$\Delta R_{\text{variável } m}^{NT} = \beta \Delta R_{\text{variável } m} \quad (26)$$

sendo:

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

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

em que:

$\Delta R_{\text{variável } m}$	Desvio mensal da parcela variável de aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP, no mês m
$\Delta R_{\text{variável } m}^{BT}$	Desvio mensal da parcela variável de aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP, afecto aos consumos em BT, no mês m
$\Delta R_{\text{variável } m}^{NT}$	Desvio mensal da parcela variável de aquisição de energia eléctrica para abastecimento do SEP, afecto aos consumos em NT, no mês m
CAE_m	Encargos variáveis decorrentes dos CAE, em cada mês m do ano t
Imp_m	Encargos provenientes da importação de energia eléctrica ou de aquisição a produtores não vinculados, no mês m
Exp_m	Proveitos provenientes da exportação de energia eléctrica ou da venda a entidades do SENV, no mês m
CH_m	Diferencial de correcção de hidraulicidade, no mês m
$Cm_{cp,m}$	Custo marginal de energia de curto prazo das centrais do SEP no mês m do ano t , previsto no ano $t-1$
$E_{SEP m}$	Energia eléctrica afectada aos consumos do SEP emitida para a rede pelas centrais de produção do SEP, bem como a energia eléctrica importada deduzida da energia eléctrica exportada, no mês m
$\tilde{E}_{SEP m}$	Valor previsional da energia eléctrica afectada aos consumos do SEP emitida para a rede pelas centrais de produção do SEP, bem como a energia eléctrica importada deduzida da energia eléctrica exportada, no mês m do ano t , previsto no ano $t-1$

$\tilde{R}_{TEP t}^{BT}$ Proveitos permitidos ao distribuidor vinculado no ano t , por aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos clientes finais em BT, calculados pelo produto da tarifa pelas quantidades que se prevê vender

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

Artigo 79.º

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

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

$$\tilde{R}_{TEP t}^D = \tilde{R}_t^E + C_{SENV t} - \tilde{\Delta}_{TEP t-1}^{BT} - \Delta_{TEP t-2}^{BT} - \Delta_{TEP t-2}^{NT} - \tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF} - \Delta_{t-2}^{TVCF} - \Delta C_{SENV t-2} \quad (37)$$

em que:

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

$C_{SENV t}$ Custo permitido para a parcela de aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados, importações directas e importações através da entidade concessionária da RNT, no ano t , limitado ao custo de aquisição ao SEP

$\tilde{\Delta}_{TEP t-1}^{BT}$ Diferença entre o valor previsto facturar pelos distribuidores vinculados no ano $t-1$ por aplicação da tarifa de Energia e Potência de BT aos fornecimentos aos clientes finais em BT, e o valor previsional de pagamento à entidade concessionária da RNT ao longo do ano, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica para abastecimento dos clientes de BT

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

- $\Delta_{TEP t-2}^{NT}$ Diferença entre os valores facturados pelos distribuidores vinculados no ano $t-2$ por aplicação da Tarifa de Energia e Potência de MAT, AT e MT aos fornecimentos aos clientes finais e os valores pagos à entidade concessionária da RNT ao longo do ano, no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica para abastecimento dos clientes de MAT, AT e MT.
- $\tilde{\Delta}_{t-1}^{TVCF}$ Valor previsto para o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano $t-1$ a incorporar no ano t , calculado de acordo com o Artigo 106.º
- Δ_{t-2}^{TVCF} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano $t-2$ a incorporar no ano t , calculado de acordo com o Artigo 106.º
- $\Delta C_{SENV_{t-2}}$ Diferença entre os custos permitidos e os custos efectuados com a aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados, importações directas e importações através da entidade concessionária da RNT, no ano $t-2$.

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

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

se não houve limite ao crescimento das tarifas em BT

$$\Delta_{TEP t-1}^{BT} = \left[\tilde{R}f_{TEP t-1}^{*BT} - \tilde{R}_{TEP t-1}^{BT} - \left(\sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{BT} \right)_{t-1} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad (39)$$

se houve limite ao crescimento das tarifas em BT

em que:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\Delta_{TEP t-2}^{BT} = \left[\left[Rf_{TEP t-2}^{*BT} - \tilde{R}_{TEP t-2}^{BT} - \left(\sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{BT} \right)_{t-2} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) - \Delta_{prov}^{BT} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right) \quad \text{se houve limite ao crescimento das tarifas em BT} \quad (41)$$

em que:

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

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

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

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

W_{t-3} Valor acumulado no ano $t-3$ dos custos não repercutidos nas tarifas em anos anteriores conforme definido no presente Capítulo

$\tilde{R}_{TEP t-2}^{BT}$ Proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no ano $t-2$, por aplicação da Tarifa de Energia e Potência de BT aos fornecimentos aos clientes finais em BT, pelo produto da tarifa pelas quantidades que se previu vender

$\left(\sum_{i=1}^4 \Delta V_i^{BT} \right)_{t-2}$ Ajuste anual, dado pela soma dos ajustes trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos clientes de BT, calculado de acordo com o Artigo 75.º, no ano $t-2$

Δ_{prov}^{BT} Valor do ajustamento provisório calculado no ano $t-2$ de acordo com o n.º 2, incluído nos proveitos permitidos do ano em curso como sendo $\left(\Delta_{TEP t-1}^{BT} \right)$

i_{t-2}^E Taxa de juro EURIBOR a três meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano $t-2$, acrescida de meio ponto percentual.

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

Alterado

$$\Delta_{TEP t-2}^{NT} = \left[Rf_{TEP t-2}^{NT} - \tilde{R}_{TEP t-2}^{NT} - \left(\sum_{i=1}^4 \Delta V_{SEP_i}^{NT} \right)_{t-2} \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E}{100} \right)^2 \quad (42)$$

em que:

$Rf_{TEP t-2}^{NT}$ Proveitos facturados pelos distribuidores vinculados no ano $t-2$ por aplicação das tarifas de Energia e Potência às quantidades consumidas pelos clientes finais em MAT, AT e MT

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

Alterado

$\left(\sum_{i=1}^4 \Delta VSEP_i^{NT} \right)_{t-2}$ Ajuste anual, dado pela soma dos ajustes trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica a pagar ou a receber pelos clientes do SEP em MAT, AT e MT, calculado de acordo com o Artigo 75.º, no ano $t-2$

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

5 - O desvio ($\Delta C_{SENV t-2}$) é dado pela expressão:

$$\Delta C_{SENV t-2} = C_{SENV t-2} - Ce_{SENV t-2}$$

em que:

$C_{SENV t-2}$ Custo permitido com a aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados, importações directas e importações através da entidade concessionária da RNT, no ano $t-2$, limitado ao custo de aquisição do SEP.

$Ce_{SENV t-2}$ Custos efectuados com a aquisição de energia eléctrica a centros produtores não vinculados, importações directas e importações através da entidade concessionária da RNT, no ano $t-2$, limitado ao custo de aquisição do SEP

Artigo 85.º

Custo com a convergência tarifária na RAA

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

$$RAA_t^{UGS} = SA_t^{AGS} + SA_t^D + SA_t^C \quad (54)$$

em que:

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

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

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

Eliminado

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

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

$$SA_t^{AGS} = \tilde{R}_t^{A^{AGS}} - \tilde{R}_{AGS,t}^A \quad (55)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{A^{AGS}}$ Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t , calculado de acordo com a expressão (47) do Artigo 82.º

Alterado

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

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

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

em que:

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

j Nível de tensão AT, MT, BT

$\tilde{R}_t^{A^D}$ Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , no ano t , calculado de acordo com a expressão (50) do Artigo 83.º

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

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

$$SA_t^C = \sum_j SA_{j,t}^C = \sum_j (\tilde{R}_{j,t}^{A^C} - \tilde{R}_{C,j,t}^A) \quad (57)$$

em que:

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

j Nível de tensão AT, MT, BT

$\tilde{R}_{j,t}^{A^C}$ Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , no ano t , calculado de acordo com a expressão (52) do Artigo 84.º

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

Introduzido

Artigo 85.º + 1

Transferência dos custos com a convergência tarifária na RAA para a concessionária do transporte e distribuição do SEPA

O custo com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t , (RAA_t^{UGS}) é transferido mensalmente pela entidade concessionária da RNT para a concessionária do transporte e distribuição do SEPA, de acordo com a seguinte expressão:

$$RAA_{m,t} = \frac{1}{12} RAA_t^{UGS} - \frac{\Delta VSEPA_{Tri,t}^{NT}}{3}$$

em que:

RAA_t^{UGS} Custo com a convergência tarifária na RAA a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pela entidade concessionária da RNT, no ano t

$\Delta VSEPA_{Tri,t}^{NT}$ Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica a pagar ou a receber pelos clientes do SEPA em MT, no ano t .

Artigo 89.º

Custo com a convergência tarifária da RAM

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

$$RAM_t^{UGS} = SM_t^{AGS} + SM_t^D + SM_t^C \quad (65)$$

em que:

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

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

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

Eliminado

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

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

$$SM_t^{AGS} = \tilde{R}_t^{M^{AGS}} - \tilde{R}_{AGS,t}^M \quad (66)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{M^{AGS}}$ Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema, no ano t calculado de acordo com a expressão (58) do Artigo 86.º

Alterado

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

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

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

em que:

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

j Nível de tensão AT, MT, BT

$\tilde{R}_t^{M^D}$ Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , no ano t calculado de acordo com a expressão (61) do Artigo 87.º

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

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

$$SM_t^C = \sum_j SM_{j,t}^C = \sum_j \left(\tilde{R}_{j,t}^{M^C} - \tilde{R}_{C,j,t}^M \right) \quad (68)$$

em que:

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

j Nível de tensão AT, MT, BT

$\tilde{R}_t^{M^c}$ Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, por nível de tensão j , no ano t , calculado de acordo com a expressão (63) do Artigo 88.º

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

Introduzido

Artigo 89.º + 1

Transferência dos custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM

O custo com a convergência tarifária na RAM a recuperar através da tarifas de Uso Global do Sistema (RAM_t^{UGS}) é transferida mensalmente pela entidade concessionária da RNT para a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, de acordo com a seguinte expressão:

$$RAM_{m,t} = \frac{1}{12} RAM_t^{UGS} - \frac{\Delta VSEPM_{Tri,t}^{NT}}{3}$$

em que:

RAM_t^{UGS} Custo com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema pela entidade concessionária da RNT, no ano t

$\Delta VSEPM_{Tri,t}^{NT}$ Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica a pagar ou a receber pelos clientes do SEPM em AT e MT, no ano t .

Artigo 95.º

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

1 - Os preços da tarifa de Energia e Potência a aplicar pelos distribuidores vinculados aos fornecimentos a clientes do SEP de MAT, AT e MT são os que resultam da conversão dos preços calculados no n.º 2, para os vários níveis de tensão e opções tarifárias, por aplicação dos factores de ajustamento para perdas, e tendo por base os diagramas de carga tipo referidos no n.º 4.

2 - Os preços da tarifa de Energia e Potência a considerar para a conversão referida no número anterior são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 3 proporcione o montante de proveitos a recuperar pelo distribuidor vinculado em MT e AT, definidos na expressão (79) do Artigo 93.º, de acordo com a seguinte expressão:

$$\begin{aligned}
 \tilde{R}_{TEP_t}^{TEP-NT} = & \sum_h Wh_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^h)^{-1} \times TWh_t^{EP} + Pp_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^p)^{-1} \times TPp_t^{EPc} + \\
 & + \sum_{h'} Wh'_{MAT,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^{h'})^{-1} \times TWh_t^{EPc} + \\
 & + \sum_i \left[\sum_h Wh_{iAT,t} \times (1 + \gamma_{AT}^h) \times TWh_t^{EP} + Pp_{iAT,t} \times (1 + \gamma_{AT}^p) \times TPp_t^{EPc} + \right. \\
 & \left. + \sum_{h'} Wh'_{iAT,t} \times (1 + \gamma_{AT}^{h'}) \times TWh_t^{EPc} \right] + \\
 & + \sum_i \left[\sum_h Wh_{iMT,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times TWh_t^{EP} + Pp_{iMT,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^p) \times TPp_t^{EPc} + \right. \\
 & \left. + \sum_{h'} Wh'_{iMT,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^{h'}) \times TWh_t^{EPc} \right]
 \end{aligned} \tag{ 84 }$$

com:

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

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

$Wh_{MAT,t}, Wh'_{MAT,t}$	Energia activa entregue no período horário h (h') a clientes de MAT, prevista para o ano t
$Wh_{i,n,t}, Wh'_{i,n,t}$	Energia activa entregue no período horário h (h') da opção tarifária i do nível de tensão n , prevista para o ano t
TWh_t^{EP}	Preço da energia activa da parcela de energia da tarifa de Energia e Potência entregue no período horário h , no ano t
$Pp_{MAT,t}$	Potência em horas de ponta das entregas aos clientes de MAT, prevista para o ano t
$Pp_{i,n,t}$	Potência em horas de ponta das entregas aos clientes da opção tarifária i do nível de tensão n , prevista para o ano t
TPp_t^{EPc}	Preço da potência em horas de ponta da parcela de capacidade da tarifa de Energia e Potência, no ano t
$TWh_t'^{EPc}$	Preço da energia activa da parcela de capacidade da tarifa de Energia e Potência entregue no período horário h' , no ano t
$\gamma_{AT}^h, \gamma_{AT}^{h'}, \gamma_{AT}^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário h (h' ou p) no nível de tensão AT
$\gamma_j^h, \gamma_j^{h'}, \gamma_j^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário h (h' ou p) no nível de tensão j
$\gamma_{MAT/AT}^h, \gamma_{MAT/AT}^{h'}, \gamma_{MAT/AT}^p$	Factor de ajustamento para perdas no período horário h (h' ou p) relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão (82)

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

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

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

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

6 - Sem prejuízo do número anterior, os preços da energia activa da tarifa de Energia e Potência a aplicar aos fornecimentos de MAT, AT e MT são ajustadas trimestralmente face aos previamente estabelecidos no início do ano t , por forma a repercutir os ajustamentos trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos clientes de MAT, AT e MT, de acordo com a seguinte expressão:

Alterado

$$\Delta VSEP_{tri,t}^{NT} = \sum_h Wh_{MAT,tri,t} \times (1 + \gamma_{MAT/AT}^h)^{-1} \times \Delta TWh_{tri,t}^{EP} +$$

$$+ \sum_i \sum_h Wh_{iAT,tri,t} \times (1 + \gamma_{AT}^h) \times \Delta TWh_{tri,t}^{EP} + \sum_i \sum_h Wh_{iMT,tri,t} \times \prod_j (1 + \gamma_j^h) \times \Delta TWh_{tri,t}^{EP} \quad (85)$$

com:

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

em que, com n = AT e MT:

- $\Delta VSEP_{tri,t}^{NT}$ Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica a pagar ou a receber pelos clientes do SEP de MAT, AT e MT, no ano t
- $Wh_{MAT,tri,t}$ Energia activa entregue no período horário h a clientes de MAT, prevista para o trimestre tri , no ano t
- $Wh_{i,tri,t}$ Energia activa entregue no período horário h da opção tarifária i do nível de tensão n , prevista para o trimestre tri , no ano t
- $\Delta TWh_{tri,t}^{EP}$ Ajuste ao preço da energia activa da parcela de energia da tarifa de Energia e Potência entregue no período horário h , no trimestre tri , no ano t

γ_{AT}^h	Factor de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão AT
γ_j^h	Factor de ajustamento para perdas no período horário h no nível de tensão j
$\gamma_{MAT/AT}^h$	Factor de ajustamento para perdas no período horário h relativo à transformação de MAT/AT, de acordo com a expressão (82)..

Artigo 104.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados, no âmbito dos fornecimentos aos clientes do SEP de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCF} = \tilde{R}_{TEP_t}^D + \tilde{R}_{UGS_t}^{D-SEP} + \tilde{R}_{URT_t}^{D-SEP} + \tilde{R}_t^{D-SEP} + \tilde{R}_t^{CR-SEP} + \tilde{R}_t^{CE} \quad (119)$$

em que:

\tilde{R}_t^{TVCF}	Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados no âmbito dos fornecimentos aos clientes do SEP, no ano t
$\tilde{R}_{TEP_t}^D$	Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Energia e Potência, no ano t
$\tilde{R}_{UGS_t}^{D-SEP}$	Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema aos fornecimentos no âmbito do SEP, no ano t
$\tilde{R}_{URT_t}^{D-SEP}$	Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte aos fornecimentos no âmbito do SEP, no ano t
\tilde{R}_t^{D-SEP}	Proveitos permitidos aos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos no âmbito do SEP, no ano t
\tilde{R}_t^{CR-SEP}	Proveitos permitidos aos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos no âmbito do SEP, no ano t
\tilde{R}_t^{CE}	Proveitos permitidos aos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Comercialização no SEP, no ano t .

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCF} = & \sum_n \sum_i \left[\sum_h \left(Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCF} \right) + Pc_{i,n,t} \times TPC_{i,n,t}^{TVCF} + Pp_{i,n,t} \times TPP_{i,n,t}^{TVCF} + \right. \\ & \left. + NC_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCF} + Wrf_{i,n,t} \times TWr_{i,n,t}^{TVCF} + Wrr_{i,n,t} \times TWrr_{i,n,t}^{TVCF} \right] + \\ & + \sum_i \left(Pc_{i,BTN,t} \times TPC_{i,BTN,t}^{TVCF} + \sum_{h'} Wh'_{i,BTN,t} \times TWh'_{i,BTN,t}^{TVCF} \right) \end{aligned} \quad (120)$$

com:

- n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n ($n = \text{MAT, AT, MT e BTE}$)
- i Opção tarifária i dos fornecimentos n
- h Período horário h ($h = \text{horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio para as tarifas tetra-horárias ou } h = \text{horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias}$)
- h' Período horário h' ($h' = \text{horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou } h' = \text{horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou } h' = \text{sem diferenciação horária para as tarifas simples, social e iluminação pública}$)

em que:

- $Wh_{i,n,t}$ Energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
- $TWh_{i,n,t}^{TVCF}$ Preço da energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
- $Pc_{i,n,t}$ Potência contratada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
- $TPC_{i,n,t}^{TVCF}$ Preço da potência contratada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
- $Pp_{i,n,t}$ Potência em horas de ponta na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
- $TPP_{i,n,t}^{TVCF}$ Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
- $NC_{i,n,t}$ Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , previsto no ano t

$TF_{n,t}^{TVCF}$	Preço do termo tarifário fixo de contratação, leitura, facturação e cobrança no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Wrf_{i,n,t}$	Energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TWrf_{i,n,t}^{TVCF}$	Preço da energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Wrr_{i,n,t}$	Energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TWrr_{i,n,t}^{TVCF}$	Preço da energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Pc_{iBTN,t}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TPC_{iBTN,t}^{TVCF}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh'_{iBTN,t}$	Energia activa entregue no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh'_{iBTN,t}^{TVCF}$	Preço da energia activa entregue no período horário h' , na opção tarifária i de BTN, no ano t .

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP são determinadas pelo número de clientes, as potências contratadas, potências em horas de ponta, energias activas e reactivas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes do SEP, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano t .

3 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP devem resultar da soma dos preços das tarifas por actividade, aplicáveis em cada nível de tensão e por opção tarifária, pelos distribuidores vinculados: tarifa de Energia e Potência, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Comercialização de Redes e tarifa de Comercialização no SEP.

4 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP são estabelecidos anualmente.

5 - Sem prejuízo do número anterior, os preços da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em MAT, AT e MT são ajustados trimestralmente face aos previamente estabelecidos no início

do ano t , por forma a repercutir os ajustamentos trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos fornecimentos em MAT, AT e MT, de acordo com a seguinte expressão:

Alterado

$$\Delta VSEP_{tri,t}^{NT} = \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,tri,t} \times \Delta TWh_{i,n,tri,t}^{TVCF} \quad (121)$$

com:

- n Nível de tensão n ($n = \text{MAT, AT e MT}$)
- i Opção tarifária i do nível de tensão n
- h Período horário h ($h = \text{horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio para as tarifas tetra-horárias ou } h = \text{horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias}$)
- tri Período trimestral no ano t

em que:

Alterado

$\Delta VSEP_{tri,t}^{NT}$ Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica a pagar ou a receber pelos clientes do SEP de MAT, AT e MT, determinado de acordo com o estabelecido no Artigo 75.º, no ano t

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

$\Delta TWh_{i,n,tri,t}^{TVCF}$ Ajuste ao preço da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão n , no trimestre tri , no ano t .

6 - Às tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em BT aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos em BT definido na Secção V do Capítulo IV, por forma a limitar os aumentos de preços à variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado esperada para cada ano.

Artigo 109.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, no âmbito dos fornecimentos aos clientes finais do SEPA de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCF A} = \tilde{R}_{AGS t}^A + \tilde{R}_{Dt}^A + \tilde{R}_{Ct}^A + SRAA_t \quad (141)$$

em que:

$\tilde{R}_t^{TVCF A}$	Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA no âmbito dos fornecimentos a clientes finais do SEPA, no ano t
$\tilde{R}_{AGS t}^A$	Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t : tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte
\tilde{R}_{Dt}^A	Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t
\tilde{R}_{Ct}^A	Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPA das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano t
$SRAA_t$	Custos com a convergência do tarifário do SEPA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA, no ano t .

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCF A} = & \sum_n \sum_i \left[\sum_h \left(Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCF A} \right) + Pc_{i,n,t} \times TPc_{i,n,t}^{TVCF A} + Pp_{i,n,t} \times Tpp_{i,n,t}^{TVCF A} + \right. \\ & \left. + Nc_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCF A} + Wrf_{i,n,t} \times TWr_{i,n,t}^{TVCF A} + Wrr_{i,n,t} \times TWrr_{i,n,t}^{TVCF A} \right] + \\ & + \sum_i \left(Pc_{i,BTN,t} \times TPc_{i,BTN,t}^{TVCF A} + \sum_{h'} Wh'_{i,BTN,t} \times TWh'_{i,BTN,t}^{TVCF A} \right) \end{aligned} \quad (142)$$

com:

n	Nível de tensão ou tipo de fornecimento n ($n = MT$ e BTE)
i	Opção tarifária i dos fornecimentos n
h	Período horário $h =$ horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias

h' Período horário h' (h' = horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou h' = horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou h' = sem diferenciação horária para as tarifas simples, social e iluminação pública)

em que:

$Wh_{i,n,t}$ Energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t

$TWh_{i,n,t}^{TVCFA}$ Preço da energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Pc_{i,n,t}$ Potência contratada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t

$TPC_{i,n,t}^{TVCFA}$ Preço da potência contratada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Pp_{i,n,t}$ Potência em horas de ponta na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t

$TPP_{i,n,t}^{TVCFA}$ Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$NC_{i,n,t}$ Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , previsto no ano t

$TF_{n,t}^{TVCFA}$ Preço do termo tarifário fixo de contratação, leitura, facturação e cobrança no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Wrf_{i,n,t}$ Energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t

$TWrf_{i,n,t}^{TVCFA}$ Preço da energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Wrr_{i,n,t}$ Energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t

$TWrr_{i,n,t}^{TVCFA}$ Preço da energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Pc_{i_{BTN},t}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TPC_{i_{BTN},t}^{TVCF}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh'_{i_{BTN},t}$	Energia activa entregue no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh'_{i_{BTN},t}^{TVCF}$	Preço da energia activa entregue no período horário h' , na opção tarifária i de BTN, no ano t .

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA são determinadas pelo número de clientes, as potências contratadas, potências em horas de ponta, energias activas e reactivas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes do SEPA, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano t .

3 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA devem resultar da soma dos preços das tarifas por actividade de Portugal Continental, aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária: tarifa de Energia e Potência, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Comercialização de Redes e tarifa de Comercialização no SEP.

4 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA são estabelecidos anualmente.

Alterado

5 - Sem prejuízo do número anterior, os preços da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA de MT são ajustados trimestralmente face aos previamente estabelecidos no início do ano t , por forma a repercutir os ajustamentos trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos fornecimentos em MT, de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta VSEPA_{tri,t}^{NT} = \sum_i \sum_h Wh_{i_{MT},tri,t} \times \Delta TWh_{i_{MT},tri,t}^{TVCF} \quad (143)$$

com:

i	Opção tarifária i do nível de tensão de MT
h	Período horário h (h = horas de ponta, cheias e vazio)
tri	Período trimestral no ano t

em que:

$\Delta VSEPA_{tri,t}^{NT}$	Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica a pagar ou a receber pelos clientes do SEPA de MT, no ano t
$Wh_{iMT,tri,t}$	Energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão de MT, prevista para o trimestre tri , no ano t
$\Delta TWh_{iMT,tri,t}^{TVCF}$	Ajuste ao preço da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão de MT, no trimestre tri , no ano t .

6 - Às tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos estabelecido no Artigo 112.º.

Artigo 114.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar no SEPM são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, no âmbito dos fornecimentos aos clientes finais do SEPM de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCFM} = \tilde{R}_{AGS_t}^M + \tilde{R}_{Dt}^M + \tilde{R}_{Ct}^M + SRAM_t \quad (158)$$

em que:

\tilde{R}_t^{TVCFM}	Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM no âmbito dos fornecimentos a clientes finais do SEPM, no ano t
$\tilde{R}_{AGS_t}^M$	Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas à entrada da rede de distribuição, no ano t : tarifa de Energia e Potência; tarifa de Uso Global do Sistema; tarifa de Uso da Rede de Transporte
\tilde{R}_{Dt}^M	Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t

\tilde{R}_{Ct}^M Proveitos a recuperar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM por aplicação aos fornecimentos a clientes finais do SEPM das tarifas de Comercialização de Redes e de Comercialização no SEP, no ano t

$SRAM_t$ Custos com a convergência do tarifário do SEPM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM, no ano t .

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCFM} = & \sum_n \sum_i \left[\sum_h \left(Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCFM} \right) + Pc_{i,n,t} \times TPC_{i,n,t}^{TVCFM} + Pp_{i,n,t} \times TPP_{i,n,t}^{TVCFM} + \right. \\ & + Nc_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCFM} + Wrf_{i,n,t} \times TWr_{i,n,t}^{TVCFM} + Wrr_{i,n,t} \times TWrr_{i,n,t}^{TVCFM} \left. \right] + \quad (159) \\ & + \sum_i \left(Pc_{i,BTN,t} \times TPC_{i,BTN,t}^{TVCFM} + \sum_{h'} Wh'_{i,BTN,t} \times TWh'_{i,BTN,t}^{TVCFM} \right) \end{aligned}$$

com:

n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n ($n = AT, MT$ e BTE)

i Opção tarifária i dos fornecimentos n

h Período horário $h =$ horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias

h' Período horário h' ($h' =$ horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou $h' =$ horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou $h' =$ sem diferenciação horária para as tarifas simples, social e iluminação pública)

em que:

$Wh_{i,n,t}$ Energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t

$TWh_{i,n,t}^{TVCFM}$ Preço da energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Pc_{i,n,t}$ Potência contratada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t

$TPC_{i,n,t}^{TVCFM}$ Preço da potência contratada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t

$Pp_{i,n,t}$	Potência em horas de ponta na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TPp_{i,n,t}^{TVCFM}$	Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$NC_{i,n,t}$	Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , previsto no ano t
$TF_{n,t}^{TVCFM}$	Preço do termo tarifário fixo de contratação, leitura, facturação e cobrança no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Wrf_{i,n,t}^f$	Energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TWrf_{i,n,t}^{TVCFM}$	Preço da energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Wrr_{i,n,t}$	Energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TWrr_{i,n,t}^{TVCFM}$	Preço da energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Pc_{iBTN,t}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TPc_{iBTN,t}^{TVCFM}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh'_{iBTN,t}$	Energia activa entregue no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh'_{iBTN,t}^{TVCFM}$	Preço da energia activa entregue no período horário h' , na opção tarifária i de BTN, no ano t .

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM são determinadas pelo número de clientes, as potências contratadas, potências em horas de ponta, energias activas e reactivas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes do SEPM, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano t .

3 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM devem resultar da soma dos preços das tarifas por actividade de Portugal Continental, aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária: tarifa de Energia e Potência, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Comercialização de Redes e tarifa de Comercialização no SEP.

4 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM são estabelecidos anualmente.

Alterado

5 - Sem prejuízo do número anterior, os preços da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM de AT e MT são ajustados trimestralmente face aos previamente estabelecidos no início do ano t , por forma a repercutir os ajustamentos trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos fornecimentos em AT e MT, de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta VSEPM_{tri,t}^{NT} = \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,tri,t} \times \Delta TWh_{i,n,tri,t}^{TVCF} \quad (160)$$

com:

n	Nível de tensão n ($n = AT$ e MT)
i	Opção tarifária i do nível de tensão n
h	Período horário h ($h =$ horas de ponta, cheias e vazio)
tri	Período trimestral no ano t

em que:

$\Delta VSEPM_{tri,t}^{NT}$	Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica a pagar ou a receber pelos clientes do SEPM de AT e MT, no ano t
$Wh_{i,n,tri,t}$	Energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão n , prevista para o trimestre tri , no ano t
$\Delta TWh_{i,n,tri,t}^{TVCF}$	Ajuste ao preço da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão n , no trimestre tri , no ano t .

6 - Às tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPM aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos estabelecido no Artigo 117.º.

3.5 ALTERAÇÃO DAS DATAS DE ENVIO DE INFORMAÇÃO

Desde o primeiro Regulamento Tarifário que a ERSE contemplou a possibilidade de envio da informação previsional de carácter económico e financeiro para efeitos de determinação de parâmetros tarifários e das próprias tarifas de energia eléctrica em duas datas distintas, 1 de Maio e 15 de Setembro, sendo a última utilizada no caso em que as previsões iniciais se alterassem de tal forma que se justificasse o envio de novos valores.

Com a extensão das competências de regulação da ERSE aos sectores eléctricos das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, com efeitos a partir de 2002, assistiu-se a um acréscimo de informação apresentada à ERSE até 15 de Setembro que foi necessária analisar e tratar num período de tempo muito curto, uma vez que a ERSE dispõe de um mês para apresentar uma proposta de tarifas de energia eléctrica.

Sendo a data de 15 de Outubro a data limite para apresentação da proposta de tarifas de energia eléctrica ao Conselho Tarifário, propõe-se alterar as datas de envio de informação das empresas à ERSE.

Importa também referir que em 2001 e 2002 a EDP Distribuição não alterou a 15 de Setembro a informação prestada em Maio.

Assim, a ERSE decidiu eliminar a possibilidade de as empresas reguladas apresentarem novos valores a 15 de Setembro adiando, no entanto, a data de entrega destes valores de 1 de Maio para 15 de Junho. Prevê-se, ainda, a possibilidade de as empresas reunirem posteriormente com a ERSE para, caso entendam conveniente, poderem apresentar justificações adicionais aos valores enviados.

.....

Artigo 121.º

Informação a fornecer à ERSE pela entidade concessionária da RNT

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

Introduzido

2 - A entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificados no ano anterior ($t-2$), incluindo Balanço, demonstração de resultados, demonstração de fluxos de caixa e os investimentos, por actividade, acompanhados por um relatório

elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação observam o estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

Alterado

3 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela entidade concessionária da RNT, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso ($t-1$).
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t).

4 - A pormenorização da informação referida nos números anteriores devem obedecer ao estabelecido no Artigo 57.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março, assim como às normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

5 - Os valores do balanço, da demonstração de resultados e da demonstração de fluxos de caixa estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso ($t-1$).

6 - Os investimentos referidos no n.º 3, para além dos valores em Euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

Introduzido

7 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior ($t-2$).

Alterado

8 - A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso ($t-1$) e ao ano seguinte (t).

9 - O balanço de energia eléctrica verificado no ano anterior ($t-2$) referido no n.º 7 e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação suficientemente discriminada por nível de tensão em energia activa por período tarifário, potência contratada, potência em horas de ponta, energia reactiva recebida e fornecida:

- a) Fornecimentos de energia eléctrica aos distribuidores vinculados.
- b) Aquisição de energia eléctrica aos produtores em regime especial.
- c) Entregas de energia eléctrica aos clientes não vinculados.

10 -A entidade concessionária da RNT deve enviar à ERSE até ao final do primeiro mês de cada período trimestral, o balanço de energia eléctrica relativo ao período trimestral anterior.

11 -Para efeitos de aceitação dos custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, a entidade concessionária da RNT deve apresentar à ERSE, até ao final do ano anterior ao início do período de regulação, um “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental”, contendo as medidas de promoção da qualidade do ambiente que propõe executar durante cada um dos anos do período de regulação e em cada uma das actividades, e uma estimativa dos custos e benefícios dessas acções, separados por actividade.

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

Alterado

13 -A entidade concessionária da RNT, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos marginais definidos pela ERSE deve enviar, até 15 de Junho de cada ano, os valores relativos aos custos marginais de produção, aos custos marginais imputáveis aos serviços de sistema e aos custos incrementais de transporte de energia eléctrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referida ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas reguladas.

Alterado

14 - A entidade concessionária da RNT, tendo em conta o cálculo do desvio mensal da parcela variável de aquisição de energia eléctrica, deve enviar até 15 de Junho de cada ano, valores mensais relativos aos custos marginais de energia de curto prazo das centrais do SEP, previstos para o ano t .

Introduzido

15 - A entidade concessionária da RNT tem a possibilidade de solicitar à ERSE, até 30 Junho de cada ano, a realização de uma reunião para apresentar as justificações adicionais que achar conveniente sobre a informação enviada.

.....
Artigo 125.º

Informação a fornecer à ERSE pelos distribuidores vinculados

1 - Os distribuidores vinculados devem fornecer à ERSE as contas reguladas, elaboradas de acordo com o presente Regulamento e com as regras estabelecidas nas normas e metodologias

complementares emitidas pela ERSE, incluindo toda a informação que permita identificar de forma clara os custos, proveitos, activos, passivos e capitais próprios associados às várias actividades, bem como os restantes elementos necessários à aplicação do presente Regulamento.

Introduzido

2 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior ($t-2$), incluindo balanço, demonstração de resultados, demonstração de fluxos de caixa e os investimentos, por actividade, acompanhados de um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

Alterado

3 - As contas reguladas a enviar à ERSE pelos distribuidores vinculados, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso ($t-1$).
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t).

4 - A pormenorização da informação referida nos números anteriores devem obedecer ao estabelecido no Artigo 57.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março, assim como às normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

5 - Os valores do balanço, da demonstração de resultados e da demonstração de fluxos de caixa estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso ($t-1$).

Introduzido

6 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior ($t-2$).

Alterado

7 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso ($t-1$) e ao ano seguinte (t).

8 - Os distribuidores vinculados, com vista à fixação anual das tarifas, devem enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa e reactiva, potência e número de clientes, verificada no ano anterior ($t-2$):

- a) Entregas de energia eléctrica aos clientes do SEP e aos clientes não vinculados no ano $t-2$.
- b) Aquisição de energia eléctrica ao abrigo do n.º 2 do Artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março.
- c) Diagramas de carga tipo referidos nos Artigos 93.º, 94.º, 95.º, 98.º, 100.º e 101.º.

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

10 - As potências devem ser discriminadas em potência contratada e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.

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

12 - Para os fornecimentos de energia eléctrica estabelecidos na alínea a) do n.º 7, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 9 e dos consumos de energia eléctrica.

13 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até ao final do primeiro mês de cada período trimestral, o balanço de energia eléctrica relativo ao período trimestral anterior.

14 - A informação relativa aos fornecimentos dos clientes do SEP de MAT, AT e MT, nos termos dos n.ºs 8, 9, 10 e 11, deve ser enviada até ao final do primeiro mês de cada período trimestral, relativamente ao período trimestral anterior.

15 - Para efeitos de aceitação dos custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, os distribuidores vinculados devem apresentar à ERSE, até ao final do ano anterior ao início do período de regulação, um “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental”, contendo as medidas de promoção da qualidade do ambiente que propõem executar durante cada um dos anos do período de regulação e em cada uma das actividades, bem como uma estimativa dos custos e benefícios dessas acções, separados por actividade.

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

17 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até ao final do ano anterior ao início do período de regulação, um “Plano de Gestão da Procura” no qual são apresentados os objectivos do mesmo e descritas as acções e programas a executar, durante cada um dos anos do período de regulação, com os respectivos custos incorridos e os benefícios alcançados.

18 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até ao dia 1 de Maio de cada ano, um relatório de execução do plano previsto no número anterior, no qual são descritas as acções executadas, os custos incorridos e os benefícios alcançados.

Alterado

19 - Os distribuidores vinculados, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos marginais definidos pela ERSE, devem enviar-lhe até 15 de Junho de cada ano, os valores relativos aos custos incrementais de distribuição de energia eléctrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referida ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas.

20 - Para efeitos de definição dos diagramas de carga tipo referidos na alínea c) do n.º 8, os distribuidores vinculados deverão enviar à ERSE a seguinte informação:

- a) Consumos horários por opção tarifária e nível de tensão dos fornecimentos aos clientes de MAT, AT e MT com telecontagem, que permaneceram ligados durante doze meses.
- b) Consumos horários de amostras representativas por opção tarifária dos fornecimentos aos clientes de BTN com contagem simples, bi-horária e tri-horária.
- c) Consumos horários de amostras representativas por opção tarifária dos fornecimentos aos clientes de BTE.

21 - Nos termos do número anterior, o distribuidor vinculado deve enviar à ERSE, para aprovação, até ao dia 30 de Junho de 2003, uma proposta que deve incluir, designadamente:

- a) Caracterização das amostras por tipo de ciclo de contagem.
- b) Caracterização dos equipamentos de medição a instalar.
- c) Prazo de instalação do equipamento de medição.

Introduzido

22 - Os distribuidores vinculados têm a possibilidade de solicitar à ERSE, até 30 Junho de cada ano, a realização de uma reunião para apresentar as justificações adicionais que acharem conveniente sobre a informação enviada.

Artigo 130.º

Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA

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

Introduzido

2 - A concessionária do transporte e distribuição do SEPA deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior ($t-2$), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação observam o estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

Alterado

3 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso ($t-1$).
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t).

4 - A pormenorização da informação referida no número anterior deve obedecer às normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

5 - Os valores do balanço e da demonstração de estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso ($t-1$).

6 - Os investimentos referidos no n.º 3, para além dos valores em Euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

Introduzido

7 - A concessionária do transporte e distribuição do SEPA deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior ($t-2$).

Alterado

8 - A concessionária do transporte e distribuição do SEPA deve enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso ($t-1$) e ao ano seguinte (t).

9 - O balanço de energia eléctrica verificado no ano anterior (*t-2*) referido no n.º 7 e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa por período tarifário, potência tomada, potência contratada, potência a facturar, potência em horas de ponta, energia reactiva recebida e fornecida, por nível de tensão:

- a) Aquisição de energia eléctrica a produtores vinculados.
- b) Aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados.
- c) Entregas de energia eléctrica aos clientes do SENVA.
- d) Entregas de energia eléctrica aos clientes do SEPA.

10 -As energias activa e reactiva referidas nas alíneas c) e d) do n.º 9 devem ser discriminadas por nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.

11 -As potências referidas nas alíneas c) e d) do n.º 9 devem ser discriminadas, por trimestre, em potência tomada, potência contratada, potência a facturar e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.

12 - Para os fornecimentos de energia eléctrica referidos nas alíneas c) e d) do n.º 9, deve ser enviado o número de clientes discriminado, para cada mês, por tipo de cliente, por nível de tensão, e no caso de clientes do SEPA, por opção tarifária e por escalão de potência na BTN.

13 - Para os fornecimentos de energia eléctrica estabelecidos na alínea d) do n.º 9, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 11 e dos consumos de energia eléctrica.

14 -No ano anterior ao início de um novo período de regulação em Portugal continental para além da informação referente ao ano seguinte (*t*) deverá ser enviada informação para cada um dos anos do novo período de regulação.

Introduzido

15 -A concessionária do transporte e distribuição do SEPA tem a possibilidade de solicitar à ERSE, até 30 Junho de cada ano, a realização de uma reunião para apresentar as justificações adicionais que achar conveniente sobre a informação enviada.

.....

Artigo 134.º

Informação a fornecer à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do
SEPM

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

Introduzido

2 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM deve enviar, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior ($t-2$), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação observam o estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

Alterado

3 - As contas reguladas a enviar à ERSE pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso ($t-1$).
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t).

4 - A pormenorização da informação referida no número anterior deve obedecer às normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

5 - Os valores do balanço e da demonstração de estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso ($t-1$).

6 - Os investimentos referidos no n.º 3, para além dos valores em Euros, devem ser acompanhados por uma caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração.

Introduzido

7 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior ($t-2$).

Alterado

8 - A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM deve enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso ($t-1$) e ao ano seguinte (t).

9 - O balanço de energia eléctrica verificado no ano anterior ($t-2$) referido no n.º 7 e com vista à fixação anual de tarifas, deve conter a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa por período tarifário, potência tomada, potência contratada, potência a facturar, potência em horas de ponta, energia reactiva recebida e fornecida, por nível de tensão:

- a) Aquisição de energia eléctrica a produtores vinculados.
- b) Aquisição de energia eléctrica aos produtores não vinculados e aos produtores em regime especial.
- c) Entregas de energia eléctrica aos clientes do SENVM.
- d) Entregas de energia eléctrica aos clientes do SEPM.

10 -As energias activa e reactiva referidas nas alíneas c) e d) do n.º 9 devem ser discriminadas por nível de tensão, por opção tarifária e por período tarifário.

11 -As potências referidas nas alíneas c) e d) do n.º 9 devem ser discriminadas, por trimestre, em potência tomada, potência contratada, potência a facturar e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.

12 -Para os fornecimentos de energia eléctrica referidos nas alíneas c) e d) do n.º 9, deve ser enviado o número de clientes discriminado, para cada mês, por tipo de cliente, por nível de tensão, e no caso de clientes do SEPM, por opção tarifária e por escalão de potência na BTN.

13 - Para os fornecimentos de energia eléctrica estabelecidos na alínea d) do n.º 9, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 11 e dos consumos de energia eléctrica.

14 -No ano anterior ao início de um novo período de regulação em Portugal para além da informação referente ao ano seguinte (t) deverá ser enviada informação para cada um dos anos do novo período de regulação.

Introduzido

15 -A concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM tem a possibilidade de solicitar à ERSE, até 30 Junho de cada ano, a realização de uma reunião para apresentar as justificações adicionais que achar conveniente sobre a informação enviada.

Artigo 138.º

Balanço de energia eléctrica

Os balanços previsionais de energia eléctrica, apresentados de acordo com o previsto nos artigos anteriores, são sujeitos à apreciação da ERSE.

Eliminado

2 - Havendo motivos suficientes para alterar as previsões de consumos de energia eléctrica, a entidade concessionária da RNT, os distribuidores vinculados, a concessionária do transporte e distribuição do SEPA e a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM podem apresentar, até 15 de Setembro, propostas de ajustamento aos balanços de energia eléctrica globais previstos no número anterior, devidamente justificadas.

Artigo 140.º

Custos e proveitos da entidade concessionária da RNT

Alterado

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos aceites para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida da entidade concessionária da RNT, nos termos do Artigo 121.º e tendo em atenção o referido no Artigo 138.º.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Eliminado

3 - Havendo motivos para alterar as previsões enviadas, a entidade concessionária da RNT pode apresentar, até 15 de Setembro, propostas de ajustamento aos valores estabelecidos no número anterior, devidamente justificadas.

Artigo 141.º

Custos e proveitos dos distribuidores vinculados

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida dos distribuidores vinculados, nos termos do Artigo 125.º.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Eliminado

3 - Havendo motivos suficientes para alterar as previsões de custos, os distribuidores vinculados podem apresentar, até 15 de Setembro, propostas de ajustamento aos valores estabelecidos no número anterior, devidamente justificadas.

.....
Artigo 142.º

Custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuição do SEPA

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida pela concessionária do transporte e distribuição do SEPA, nos termos do Artigo 130.º.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Eliminado

3 - Havendo motivos suficientes para alterar as previsões de custos, a concessionária do transporte e distribuição do SEPA pode apresentar, até 15 de Setembro, propostas de ajustamento aos valores estabelecidos no número anterior, devidamente justificadas.

.....
Artigo 143.º

Custos e proveitos da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM

1 - A ERSE, com vista à definição dos custos e proveitos relevantes para efeitos de regulação, procede a uma análise da informação recebida da concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM, nos termos do Artigo 134.º.

2 - A apreciação referida no número anterior conduz a uma definição dos custos e proveitos a considerar para efeitos de regulação.

Eliminado

3 - Havendo motivos suficientes para alterar as previsões de custos, a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM pode apresentar, até 15 de Setembro, propostas de ajustamento aos valores estabelecidos no número anterior, devidamente justificadas.

.....

Artigo 145.º

Tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação em Portugal Continental

1 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 149.º, define os activos da entidade concessionária da RNT a remunerar e os custos relevantes para regulação para o primeiro ano do novo período de regulação.

2 - A ERSE, com base na informação económico-financeira recebida nos termos do Artigo 149.º, define os custos e proveitos dos distribuidores vinculados relevantes para a fixação das tarifas, para o primeiro ano do novo período de regulação.

Eliminado

3 - Havendo motivos suficientes para alterar as previsões dos consumos de energia eléctrica, a entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados podem apresentar propostas de ajustamento aos balanços de energia eléctrica globais, estabelecidos nos termos do Artigo 148.º para o ano em curso ($t-1$) e para o primeiro ano do novo período de regulação (t), até 1 de Setembro, devidamente justificadas.

Eliminado

4 - Havendo motivos para alterar as previsões de custos, a entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados podem apresentar propostas de ajustamento aos custos e proveitos relevantes para regulação, relativamente ao ano em curso ($t-1$) e ao primeiro ano do novo período de regulação (t), até 1 de Setembro, devidamente justificadas.

Alterado

5 - A apreciação da informação apresentada nos termos dos números anteriores conduz a uma definição dos valores a adoptar na fixação das tarifas do primeiro ano do novo período de regulação (t) até 15 de Outubro.

6 - O disposto no artigo anterior é aplicável à fixação das tarifas para o primeiro ano do novo período de regulação.

7 - Havendo motivos suficientes, a ERSE pode alterar as datas previstas neste artigo, sem prejuízo das datas estabelecidas no Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho.

.....

Artigo 148.º

Balanço de energia eléctrica

Alterado

1 - A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até 1 de Maio do ano anterior ao início de um novo período de regulação, o balanço de energia eléctrica referente ao ano anterior ($t-2$).

Alterado

2 - A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até 15 de Junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, os balanços de energia eléctrica referentes ao ano em curso ($t-1$) e a cada um dos anos do período de regulação.

3 - Os balanços de energia eléctrica apresentados por cada entidade devem referir-se apenas às actividades desenvolvidas pela respectiva entidade e devem conter toda a informação necessária para a aplicação do presente Regulamento.

4 - Os balanços previsionais de energia eléctrica, apresentados de acordo com o previsto nos artigos anteriores, são sujeitos à apreciação da ERSE.

Eliminado

5 - A apreciação prevista no número anterior deve permitir a elaboração de balanços de energia eléctrica globais, até 15 de Abril.

Introduzido

6 - A entidade concessionária do transporte da RNT e os distribuidores vinculados têm a possibilidade de solicitar à ERSE, até 30 Junho de cada ano, a realização de reuniões para apresentar as justificações adicionais que acharem conveniente sobre os balanços de energia eléctrica enviados.

.....
Artigo 149.º

Informação económico-financeira

Introduzido

1 - A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até 1 de Maio do ano anterior ao início de um novo período de regulação, as contas reguladas verificadas no ano anterior ($t-2$), incluindo balanço, demonstração de resultados e os investimentos, por actividade, acompanhados por um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação observam o estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

Alterado

2 - A entidade concessionária da RNT e os distribuidores vinculados enviam à ERSE, até 15 de Junho do ano anterior ao início de um novo período de regulação, a seguinte informação:

- a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso ($t-1$).
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e dos investimentos, por actividade, para cada um dos anos do novo período de regulação.

3 - 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.

4 - Os valores do balanço, da demonstração de resultados e da demonstração de fluxos de caixa estimados para o ano em curso ($t-1$) e previstos para cada um dos anos do período de regulação são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso ($t-1$).

5 - Os investimentos referidos no n.º 2, para além dos valores em Euros, são acompanhados por uma adequada caracterização física das obras, com indicação das datas de entrada em exploração das obras mais significativas.

Introduzido

6 - A entidade concessionária do transporte da RNT e os distribuidores vinculados têm a possibilidade de solicitar à ERSE, até 30 Junho de cada ano, a realização de reuniões para apresentar as justificações adicionais que acharem conveniente sobre a informação económico-financeira enviada.

.....

3.6 ÍNDICE DE PREÇOS IMPLÍCITOS NO CONSUMO PRIVADO

No Regulamento tarifário clarifica-se nalguns artigos a referência à variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado, que era indevidamente designada por taxa de inflação.

.....

Artigo 3.º

Siglas e definições

1 - No presente Regulamento são utilizadas as seguintes siglas:

- a) AT – Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV).
- b) BT – Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV).
- c) CAE – Contrato de Aquisição de Energia.
- d) DGCC – Direcção-Geral do Comércio e da Concorrência.
- e) DGE – Direcção-Geral de Energia.
- f) ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
- g) INE – Instituto Nacional de Estatística.
- h) IVA – Imposto sobre o Valor Acrescentado.
- i) MAT – Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV).
- j) MT – Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV).
- k) RA – Regiões Autónomas.
- l) RAA – Região Autónoma dos Açores.
- m) RAM – Região Autónoma da Madeira.
- n) RNT – Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica.
- o) SEI – Sistema Eléctrico Independente.
- p) SEIA – Sistema Eléctrico Independente dos Açores.
- q) SEIM – Sistema Eléctrico Independente da Madeira.
- r) SENV – Sistema Eléctrico não Vinculado.
- s) SENVA – Sistema Eléctrico não Vinculado dos Açores.
- t) SENVM – Sistema Eléctrico não Vinculado da Madeira.
- u) SEP – Sistema Eléctrico de Serviço Público.
- v) SEPA – Sistema Eléctrico de Serviço Público dos Açores.
- w) SEPM – Sistema Eléctrico de Serviço Público da Madeira.

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

- a) Acordo de acesso e operação das redes – acordo que tem por objecto as condições técnicas e comerciais necessárias ao uso das redes do SEP, do SEPA e do SEPM, nos termos do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.
- b) Activo fixo – imobilizados corpóreo e incorpóreo, conforme definidos no âmbito do Plano Oficial de Contabilidade (POC).
- c) Ajustamento para perdas – mecanismo que relaciona a energia eléctrica medida num ponto da rede com as perdas que o seu trânsito origina, a partir de um outro ponto.
- d) Concessionária do transporte e distribuição do SEPA – entidade titular da concessão do transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores.
- e) Concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM – entidade titular da concessão do transporte e da licença vinculada de distribuição de energia eléctrica na Região Autónoma da Madeira.
- f) Consumos sazonais – consumos referentes a actividades económicas que apresentem pelo menos cinco meses consecutivos de ausência de consumo num período anual, excluindo-se, nomeadamente, consumos referentes a casas de habitação.
- g) Contrato de Garantia de Abastecimento no SEP – contrato celebrado entre a entidade concessionária da RNT e um agente de ofertas fornecedor de energia eléctrica através de contratos bilaterais físicos, mediante o qual a primeira se compromete a garantir um determinado abastecimento de energia eléctrica, sob determinadas condições.
- h) Contrato de Garantia de Abastecimento no SEPA e SEPM – contrato celebrado entre a concessionária do transporte e distribuição do SEPA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado do SEPM e um fornecedor de energia eléctrica através de contratos bilaterais físicos, mediante o qual a primeira se compromete a garantir um determinado abastecimento de energia eléctrica, sob determinadas condições
- i) Distribuidor vinculado – entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica.
- j) Entrega de energia eléctrica – alimentação física de energia eléctrica.
- k) Fornecimento de energia eléctrica – venda de energia eléctrica.

Alterado

- l) Índice de preços implícitos no Consumo Privado – variação dos preços do Consumo Final das Famílias, divulgada pelo INE nas “Contas nacionais trimestrais”.
- m) Interligação – ligação por uma ou várias linhas, entre duas ou mais redes designadamente para trocas inter-regionais ou internacionais de energia eléctrica.

- n) Ligações transfronteiriças (da rede de distribuição em MT e AT) – ligações pertencentes à rede de distribuição previstas no n.º 3 do Artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho.
- o) Parcela livre – parcela das necessidades de potência e energia eléctrica da entidade titular de licença vinculada de distribuição em MT e AT que pode ser adquirida a outras entidades que não à entidade concessionária da RNT, nos termos do n.º 2 e seguintes do Artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho.
- p) Produtor em regime especial – produtor do SEI e do SEIM abrangido pelas alíneas b), c) ou d) do n.º 1 do Artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho.
- q) Produtor não vinculado – entidade titular de uma licença não vinculada de produção de energia eléctrica.
- r) Produtor vinculado – entidade titular de uma licença vinculada de produção de energia eléctrica.
- s) Recepção de energia eléctrica – entrada física de energia eléctrica.
- t) Serviços de sistema – serviços necessários para a operação do sistema com adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade de serviço.

Eliminado

- u) Taxa de inflação – variação média dos últimos doze meses do índice de preços no consumidor sem habitação no Continente, publicada pelo INE no “Índice de Preços no Consumidor”.

.....

Artigo 5.º
Princípios gerais

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

- a) Igualdade de tratamento e de oportunidades.
- b) Uniformidade tarifária, de modo que, em cada momento, o sistema tarifário em vigor se aplique universalmente a todos os clientes do SEP, do SEPA e do SEPM, tendo em conta a convergência dos sistemas eléctricos, nos termos consagrados no Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março.
- c) Criação de incentivos às empresas reguladas do SEP, SEPA e SEPM para permitir o desempenho das suas actividades de uma forma economicamente eficiente, respeitando os padrões de qualidade de serviço estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço e mantendo níveis adequados de segurança na produção, no transporte e na distribuição de energia eléctrica.

- d) Contribuição para a melhoria das condições ambientais, permitindo, nomeadamente, uma maior transparência na utilização de energias renováveis e endógenas bem como o planeamento e gestão dos recursos energéticos.
- e) Protecção dos clientes face à evolução das tarifas, assegurando simultaneamente o equilíbrio financeiro às empresas reguladas do SEP, SEPA e SEPM em condições de gestão eficiente, tendo em conta as excepções referidas nos Decretos-Lei n.ºs 182/95 e 184/95, de 27 de Julho.

Alterado

- f) Limitação de eventuais aumentos de preços em BT à variação prevista do índice de preços implícitos no Consumo Privado.
- g) Repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas, tendo em vista a eficiência económica na utilização eficiente das redes e da energia eléctrica.
- h) Transparência e simplicidade na formulação e fixação das tarifas.
- i) Estabilidade das tarifas, tendo em conta as expectativas dos consumidores, os seus hábitos de consumo e a necessidade de proceder a alterações da estrutura tarifária.

Artigo 72.º

Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica

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

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

sendo:

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

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

em que:

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

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

S_t^E	Outros proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano t
$\tilde{\Delta}_{fixo\ t-1}^E$	Valor previsto do ajustamento da parcela fixa dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano $t-1$
$\Delta_{fixo\ t-2}^E$	Ajustamento da parcela fixa dos proveitos relativos à actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$
$\tilde{CAE}_{variável\ m,t}$	Encargos variáveis decorrentes dos CAE, em cada mês m do ano t
$\tilde{Imp}_{m,t}$	Encargos provenientes da importação de energia eléctrica ou de aquisição a produtores não vinculados, no mês m do ano t
$\tilde{Exp}_{m,t}$	Proveitos provenientes da exportação de energia eléctrica ou da venda a entidades do SENV, no mês m do ano t

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

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

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

em que:

Ter_t	Parcela associada a terrenos de centrais aceites para efeitos de regulação, no ano t
Am_t^{Ter}	Amortizações de terrenos de centrais aceites para efeitos de regulação, no ano t
Act_t^{Ter}	Valor médio do activo em terrenos de centrais líquido de amortizações, incluindo direitos de superfície, no ano t , aceite para efeitos de regulação, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano
r^{Ter}	Taxa de remuneração para o valor dos terrenos de centrais para o período de regulação, em percentagem
Liq_t^{Ter}	Mais-valias ou menos-valias decorrentes da venda de terrenos de centrais realizadas no ano t , líquidas de impostos, aceites para efeitos de regulação.

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

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

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

$$\tilde{\Delta}_{fixo\ t-1}^E = \left(\tilde{R}_{fixo\ t-1}^{fE} - \tilde{R}_{fixo\ t-1}^E - \tilde{NVIMP}_{t-1} - \tilde{Itr}_{t-1} - \tilde{Amb}_{t-1}^E + \tilde{GA}_{t-1} \right) \times \left(1 + \frac{i_t^E}{100} \right) \quad (5)$$

em que:

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

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

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

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

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

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

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

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

a) A parcela (\tilde{NVIMP}_{t-1}) é dada por:

$$\tilde{NVIMP}_{t-1} = \tilde{NVIMPA}_{t-1} + \tilde{NVEXPV}_{t-1} \quad (6)$$

em que:

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

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

A parcela (\tilde{NVIMPA}_{t-1}) é dada pela seguinte expressão:

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

em que:

m Número de períodos de acerto de contas

p Número de “contratos” de aquisição

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

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

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

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

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

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

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

em que:

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

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

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

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

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

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

em que:

$R_{fixo_{t-2}}^{fE}$ Componente fixa dos proveitos facturados pela entidade concessionária da RNT aos distribuidores vinculados no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$

$R_{fixo_{t-2}}^E$ Componente fixa dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, no ano $t-2$, determinados com base nos valores previstos para o ano em curso, calculados pela expressão (2)

$NVIMP_{t-2}$ Ganhos comerciais correspondentes a encargos de importações e de aquisições de energia eléctrica a produtores não vinculados deduzidos dos proveitos de exportações e de vendas de energia eléctrica ao SENV, considerados para efeitos de regulação, no ano $t-2$

Itr_{t-2} Encargos com contratos de interruptibilidade, no ano $t-2$

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

GA_{t-2} Proveitos provenientes dos contratos de garantia de abastecimento, no ano $t-2$

Δ_{prov}^E Valor do ajustamento provisório calculado no ano $t-2$ de acordo com o n.º 4, incluído nos proveitos permitidos do ano em curso como sendo o valor $(\tilde{\Delta}_{fixo_{t-1}}^E)$

Δ_{t-2}^{TVCF} Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas no ano $t-2$, a incorporar no ano t , calculado de acordo com a expressão (133) do Artigo 106.º

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

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

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

em que:

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

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

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

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

em que:

m Número de períodos de acerto de contas

p Número de “contratos” de aquisição

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

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

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

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

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

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

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

em que:

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

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

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

- b) O mecanismo de ajuste anual $(\Delta_{fixo t-2}^E)$ é aplicado na definição dos proveitos a partir do ano 2004. Nos anos 2002 e 2003, o valor de $(\Delta_{fixo t-2}^E)$ é calculado de acordo com as regras do Artigo 22.º do anterior Regulamento Tarifário.
- c) O valor (Δ_{prov}^E) tem efeito na determinação dos proveitos permitidos a partir do ano 2004.
- d) Quando a necessidade de ajustamento resulte da diminuição do volume de vendas provocado pela adesão ao SENV de clientes do SEP, há que verificar:
- i) Em que medida tal diminuição não pôde ser compensada por vendas a terceiros, calculando o montante correspondente ao saldo que resulta da referida diminuição do volume de vendas e dos ganhos obtidos com a venda a terceiros.
 - ii) Qual a magnitude do aumento da Tarifa de Energia e Potência provocado pela diminuição do volume de vendas corrigido de acordo com a sub-álnea anterior.

Alterado

- e) Caso a magnitude do aumento referida na alínea anterior seja inferior a 1,5 vezes a variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado, verificada no ano t-2, procede-se exclusivamente ao ajuste da Tarifa de Energia e Potência.

Alterado

- f) Caso a magnitude do aumento referida na alínea d) do n.º 5, seja superior a 1,5 vezes a variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado, verificada no ano t-2, o montante referido na sub-álnea i) da alínea d) do n.º 5, é integralmente recuperado ao abrigo da tarifa de Uso Global do Sistema.

- g) As disposições previstas nas alíneas d) a f) do n.º 5 são aplicáveis até 2003.

.....

Artigo 90.º

Limitação dos acréscimos em BT

Alterado

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

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

Artigo 104.º

Metodologia de cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP

1 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP são calculados por forma a que o seu produto pelas quantidades físicas definidas no n.º 2 proporcione o montante de proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados, no âmbito dos fornecimentos aos clientes do SEP de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{R}_t^{TVCF} = \tilde{R}_{TEP_t}^D + \tilde{R}_{UGS_t}^{D-SEP} + \tilde{R}_{URT_t}^{D-SEP} + \tilde{R}_t^{D-SEP} + \tilde{R}_t^{CR-SEP} + \tilde{R}_t^{CE} \quad (119)$$

em que:

\tilde{R}_t^{TVCF}	Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados no âmbito dos fornecimentos aos clientes do SEP, no ano t
$\tilde{R}_{TEP_t}^D$	Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Energia e Potência, no ano t
$\tilde{R}_{UGS_t}^{D-SEP}$	Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema aos fornecimentos no âmbito do SEP, no ano t
$\tilde{R}_{URT_t}^{D-SEP}$	Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte aos fornecimentos no âmbito do SEP, no ano t
\tilde{R}_t^{D-SEP}	Proveitos permitidos aos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição aos fornecimentos no âmbito do SEP, no ano t
\tilde{R}_t^{CR-SEP}	Proveitos permitidos aos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos no âmbito do SEP, no ano t
\tilde{R}_t^{CE}	Proveitos permitidos aos distribuidores vinculados por aplicação das tarifas de Comercialização no SEP, no ano t .

e

$$\begin{aligned} \tilde{R}_t^{TVCF} = & \sum_n \sum_i \left[\sum_h \left(Wh_{i,n,t} \times TWh_{i,n,t}^{TVCF} \right) + Pc_{i,n,t} \times TPC_{i,n,t}^{TVCF} + Pp_{i,n,t} \times TPP_{i,n,t}^{TVCF} + \right. \\ & \left. + NC_{i,n,t} \times TF_{n,t}^{TVCF} + Wrf_{i,n,t} \times TWr_{i,n,t}^{TVCF} + Wrr_{i,n,t} \times TWrr_{i,n,t}^{TVCF} \right] + \\ & + \sum_i \left(Pc_{i,BTN,t} \times TPC_{i,BTN,t}^{TVCF} + \sum_{h'} Wh'_{i,BTN,t} \times TWh'_{i,BTN,t}^{TVCF} \right) \end{aligned} \quad (120)$$

com:

- n Nível de tensão ou tipo de fornecimento n ($n = \text{MAT, AT, MT e BTE}$)
- i Opção tarifária i dos fornecimentos n
- h Período horário h ($h = \text{horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio para as tarifas tetra-horárias ou } h = \text{horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias}$)
- h' Período horário h' ($h' = \text{horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias ou } h' = \text{horas fora de vazio e vazio para as tarifas bi-horárias ou } h' = \text{sem diferenciação horária para as tarifas simples, social e iluminação pública}$)

em que:

- $Wh_{i,n,t}$ Energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
- $TWh_{i,n,t}^{TVCF}$ Preço da energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
- $Pc_{i,n,t}$ Potência contratada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
- $TPC_{i,n,t}^{TVCF}$ Preço da potência contratada na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
- $Pp_{i,n,t}$ Potência em horas de ponta na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
- $TPP_{i,n,t}^{TVCF}$ Preço da potência em horas de ponta na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
- $NC_{i,n,t}$ Somatório do número de clientes em cada mês na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , previsto no ano t

$TF_{n,t}^{TVCF}$	Preço do termo tarifário fixo de contratação, leitura, facturação e cobrança no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Wrf_{i,n,t}$	Energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TWrf_{i,n,t}^{TVCF}$	Preço da energia reactiva fornecida (indutiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Wrr_{i,n,t}$	Energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , prevista para o ano t
$TWrr_{i,n,t}^{TVCF}$	Preço da energia reactiva recebida (capacitiva) na opção tarifária i , no nível de tensão ou tipo de fornecimento n , no ano t
$Pc_{iBTN,t}$	Potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TPC_{iBTN,t}^{TVCF}$	Preço da potência contratada dos fornecimentos na opção tarifária i de BTN, no ano t
$Wh'_{iBTN,t}$	Energia activa entregue no período horário h' na opção tarifária i de BTN, prevista para o ano t
$TWh'_{iBTN,t}^{TVCF}$	Preço da energia activa entregue no período horário h' , na opção tarifária i de BTN, no ano t .

2 - As quantidades a considerar no cálculo das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP são determinadas pelo número de clientes, as potências contratadas, potências em horas de ponta, energias activas e reactivas por período tarifário relativos aos fornecimentos a clientes do SEP, discriminadas por opção tarifária e nível de tensão, previstos para o ano t .

3 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP devem resultar da soma dos preços das tarifas por actividade, aplicáveis em cada nível de tensão e por opção tarifária, pelos distribuidores vinculados: tarifa de Energia e Potência, tarifa de Uso Global do Sistema, tarifa de Uso da Rede de Transporte, tarifas de Uso da Rede de Distribuição, tarifa de Comercialização de Redes e tarifa de Comercialização no SEP.

4 - Os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP são estabelecidos anualmente.

5 - Sem prejuízo do número anterior, os preços da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em MAT, AT e MT são ajustados trimestralmente face aos previamente estabelecidos no início

do ano t , por forma a repercutir os ajustamentos trimestrais do encargo variável de aquisição de energia eléctrica afecto aos fornecimentos em MAT, AT e MT, de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta VSEP_{tri,t}^{NT} = \sum_n \sum_i \sum_h Wh_{i,n,tri,t} \times \Delta TWh_{i,n,tri,t}^{TVCF} \quad (121)$$

com:

- n Nível de tensão n ($n = \text{MAT, AT e MT}$)
- i Opção tarifária i do nível de tensão n
- h Período horário h ($h = \text{horas de ponta, cheias, vazio normal e super vazio para as tarifas tetra-horárias ou } h = \text{horas de ponta, cheias e vazio para as tarifas tri-horárias}$)
- tri Período trimestral no ano t

em que:

- $\Delta VSEP_{tri,t}^{NT}$ Ajuste trimestral do encargo variável de aquisição de energia eléctrica a pagar ou a receber pelos clientes do SEP de MAT, AT e MT, determinado de acordo com o estabelecido no Artigo 75.º, no ano t
- $Wh_{i,n,tri,t}$ Energia activa entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão n , prevista para o trimestre tri , no ano t
- $\Delta TWh_{i,n,tri,t}^{TVCF}$ Ajuste ao preço da energia activa das tarifas de Venda a Clientes Finais entregue no período horário h , na opção tarifária i , no nível de tensão n , no trimestre tri , no ano t .

Alterado

6 - Às tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em BT aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos em BT definido na Secção V do Capítulo IV, por forma a limitar os aumentos de preços à variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado esperada para cada ano.

Artigo 107.º

Mecanismo de limitação dos acréscimos das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP resultantes da convergência do tarifário às regiões autónomas dos Açores e da Madeira

Alterado

1 - A convergência do tarifário às regiões autónomas dos Açores e da Madeira será concretizada por forma a que o acréscimo de preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP seja limitado à variação do índice de preços implícitos no Consumo Privado esperada para esse ano.

2 - Nestes termos, caso o valor de δ_t estabelecido no Artigo 105.º seja superior à evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado $\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$, isto é se:

$$\delta_t > \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \quad (136)$$

então os custos com a convergência do tarifário das regiões autónomas dos Açores e da Madeira serão limitados no ano t por forma a garantir um novo valor de δ_t igual à evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado.

3 - Nos termos do número anterior, as tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP mantêm a mesma estrutura do ano $t-1$ por aplicação de igual acréscimo tarifário a todos os termos tarifários de todos os níveis de tensão e opções tarifárias, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{i,t} = \frac{IP_t}{IP_{t-1}} \times TVCF_{i,t-1} \quad (137)$$

e os custos com a convergência do tarifário das regiões autónomas dos Açores e da Madeira não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema no ano t e de igual valor percentual serão respectivamente recuperados pela tarifas de Venda a Clientes Finais do SEPA e do SEPM por aplicação da expressão (157) do Artigo 112.º e da expressão (175) do Artigo 117.º.

4 - Caso o valor de δ_t continuar a exceder a evolução do índice de preços implícitos no Consumo Privado $\left(\frac{IP_t}{IP_{t-1}}\right)$, mesmo não aceitando os custos com a convergência do tarifário das regiões

autónomas dos Açores e da Madeira, então às tarifas de Venda a Clientes Finais do SEP em BT aplica-se o mecanismo de limitação dos acréscimos em BT definido na Secção V do Capítulo IV, e às tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT aplica-se igual acréscimo tarifário a todos os termos tarifários, mantendo a estrutura do ano $t-1$, de acordo com a seguinte expressão:

$$TVCF_{i,t}^{NT} = \delta_t \times TVCF_{i,t-1}^{NT} \quad (138)$$

3.7 DIAGRAMAS DE CARGA TIPO

De acordo com o Regulamento Tarifário o distribuidor vinculado deve enviar à ERSE diagramas de carga tipo relativos às opções tarifárias do SEP com contagem simples, bi-horária e tri-horária. Estes diagramas de carga tipo são utilizados no cálculo das tarifas.

A aferição destes diagramas de carga tipo torna necessário que o distribuidor vinculado envie à ERSE os consumos horários das várias opções tarifárias do SEP.

Esta informação será também fundamental para se proceder à progressiva liberalização do mercado de electricidade.

Nos níveis de tensão de MT, AT e MAT a instalação de equipamento de medição de telecontagem possibilita a obtenção da informação requerida sobre os consumos horários.

Para os fornecimentos em BT que não dispõem de equipamentos de medição adequados ao registo dos consumos horários, é necessário proceder à instalação de equipamento adequado a este objectivo num conjunto de clientes, que constituam uma amostra representativa do consumo em cada tipo de fornecimento.

Assim, propõe-se que o distribuidor vinculado envie à ERSE para aprovação, uma proposta que defina as características das amostras por tipo de ciclo de contagem para os fornecimentos em BT, as características dos equipamentos a instalar nas amostras de clientes e o respectivo prazo de instalação.

Artigo 125.º

Informação a fornecer à ERSE pelos distribuidores vinculados

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

2 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, as contas reguladas verificadas no ano anterior ($t-2$), incluindo balanço, demonstração de resultados, demonstração de fluxos de caixa e os investimentos, por actividade, acompanhados de um relatório elaborado por uma empresa de auditoria comprovando que as contas e as regras contabilísticas para efeitos de regulação se encontram nos termos do estabelecido no presente Regulamento e nas normas e metodologias complementares.

3 - As contas reguladas a enviar à ERSE pelos distribuidores vinculados, até 15 de Junho de cada ano, devem conter a seguinte informação:

- a) Estimativa do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e do orçamento de investimentos, por actividade, para o ano em curso ($t-1$).
- b) Valores previsionais do balanço, da demonstração de resultados, da demonstração de fluxos de caixa e dos investimentos, por actividade, para o ano seguinte (t).

4 - A pormenorização da informação referida nos números anteriores devem obedecer ao estabelecido no Artigo 57.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março, assim como às normas e metodologias complementares emitidas pela ERSE.

5 - Os valores do balanço, da demonstração de resultados e da demonstração de fluxos de caixa estimados para o ano seguinte (t) são elaborados considerando que se mantêm em vigor as tarifas estabelecidas para o ano em curso ($t-1$).

6 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, o balanço de energia eléctrica relativo ao ano anterior ($t-2$).

7 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até 15 de Junho de cada ano, os balanços de energia eléctrica relativos ao ano em curso ($t-1$) e ao ano seguinte (t).

8 - Os distribuidores vinculados, com vista à fixação anual das tarifas, devem enviar à ERSE, até 1 de Maio de cada ano, a seguinte informação, suficientemente discriminada em energia activa e reactiva, potência e número de clientes, verificada no ano anterior ($t-2$):

- a) Entregas de energia eléctrica aos clientes do SEP e aos clientes não vinculados no ano $t-2$.
- b) Aquisição de energia eléctrica ao abrigo do n.º 2 do Artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho, com a redacção dada pelo Decreto-Lei n.º 56/97, de 14 de Março.
- c) Diagramas de carga tipo referidos nos Artigos 93.º, 94.º, 95.º, 98.º, 100.º e 101.º.

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

10 -As potências devem ser discriminadas em potência contratada e potência em horas de ponta, por nível de tensão e por opção tarifária.

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

12 - Para os fornecimentos de energia eléctrica estabelecidos na alínea a) do n.º 7, deve ser enviada a distribuição dos clientes por intervalos das potências referidas no n.º 9 e dos consumos de energia eléctrica.

13 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até ao final do primeiro mês de cada período trimestral, o balanço de energia eléctrica relativo ao período trimestral anterior.

14 - A informação relativa aos fornecimentos dos clientes do SEP de MAT, AT e MT, nos termos dos n.ºs 8, 9, 10 e 11, deve ser enviada até ao final do primeiro mês de cada período trimestral, relativamente ao período trimestral anterior.

15 - Para efeitos de aceitação dos custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente, os distribuidores vinculados devem apresentar à ERSE, até ao final do ano anterior ao início do período de regulação, um “Plano de Promoção da Qualidade Ambiental”, contendo as medidas de promoção da qualidade do ambiente que propõem executar durante cada um dos anos do período de regulação e em cada uma das actividades, bem como uma estimativa dos custos e benefícios dessas acções, separados por actividade.

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

17 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até ao final do ano anterior ao início do período de regulação, um “Plano de Gestão da Procura” no qual são apresentados os objectivos do mesmo e descritas as acções e programas a executar, durante cada um dos anos do período de regulação, com os respectivos custos incorridos e os benefícios alcançados.

18 - Os distribuidores vinculados devem enviar à ERSE, até ao dia 1 de Maio de cada ano, um relatório de execução do plano previsto no número anterior, no qual são descritas as acções executadas, os custos incorridos e os benefícios alcançados.

19 -Os distribuidores vinculados, tendo em atenção os valores das variáveis relevantes para o cálculo dos custos marginais definidos pela ERSE, devem enviar-lhe até 15 de Junho de cada ano, os valores relativos aos custos incrementais de distribuição de energia eléctrica estabelecidos no Capítulo V, devendo a informação referida ser suficientemente detalhada de modo a possibilitar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas.

Introduzido

20 -Para efeitos de definição dos diagramas de carga tipo referidos na alínea c) do n.º 8, os distribuidores vinculados deverão enviar à ERSE a seguinte informação:

- a) Consumos horários por opção tarifária e nível de tensão dos fornecimentos aos clientes de MAT, AT e MT com telecontagem, que permaneceram ligados durante doze meses.
- b) Consumos horários de amostras representativas por opção tarifária dos fornecimentos aos clientes de BTN com contagem simples, bi-horária e tri-horária.
- c) Consumos horários de amostras representativas por opção tarifária dos fornecimentos aos clientes de BTE.

Introduzido

21 -Nos termos do número anterior, o distribuidor vinculado deve enviar à ERSE, para aprovação, até ao dia 30 de Junho de 2003, uma proposta que deve incluir, designadamente:

- a) Caracterização das amostras por tipo de ciclo de contagem.
- b) Caracterização dos equipamentos de medição a instalar.
- c) Prazo de instalação do equipamento de medição.

22 -Os distribuidores vinculados têm a possibilidade de solicitar à ERSE, até 30 Junho de cada ano, a realização de uma reunião para apresentar as justificações adicionais que acharem conveniente sobre a informação enviada.

.....

4 REGULAMENTO DE ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES

A experiência recolhida na verificação da aplicação do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações identificou a necessidade de incluir uma referência explícita ao valor da potência contratada a considerar no caso de clientes dos sistemas eléctricos públicos que adiram aos sistemas eléctricos não vinculados, à semelhança da referência identificada na proposta de alteração ao Artigo 140.º do Regulamento de Relações Comerciais relativa aos clientes não vinculados que adiram aos sistemas eléctricos públicos.

Com a introdução do conceito de aditividade das tarifas na regulamentação em 2002 a definição de potência contratada passou a ser idêntica para as tarifas aplicáveis aos clientes dos sistemas eléctricos públicos e para as tarifas de uso de redes aplicáveis aos clientes não vinculados.

A necessidade de clarificação do texto regulamentar anteriormente referida, leva-nos a propor a inclusão de dois novos números no artigo 71.º do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, com a seguinte redacção:

“3 - Salvo o disposto no número anterior, o valor da potência contratada referido no n.º 1 é actualizado para a máxima potência activa média, registada em qualquer intervalo ininterrupto de 15 minutos, durante os 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a factura respeita.

4 - No caso de clientes do SEP, do SEPA ou do SEPM que celebrem um acordo de acesso e operação das redes, a potência contratada a considerar na data de entrada em vigor desse acordo corresponde ao último valor desta grandeza utilizado na facturação do fornecimento de energia eléctrica, sendo considerados, para efeitos de actualização da potência contratada prevista no número anterior, os valores anteriormente utilizados para esta grandeza na facturação do fornecimento de energia eléctrica no âmbito do sistema eléctrico de serviço público.”

