

Comunicado

**Proposta de
parâmetros e tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços
em 2006**

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) anuncia hoje os valores da proposta de tarifas de energia eléctrica a vigorar em 2006. Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho Tarifário deve emitir parecer sobre esta proposta até 15 de Novembro. Tendo em conta a posição do Conselho Tarifário, a ERSE procederá posteriormente à aprovação dos valores finais que deverão ser publicados até 15 de Dezembro.

A proposta de tarifas de energia eléctrica para 2006 que a ERSE submete ao Conselho Tarifário prevê aumentos para quase todos os consumidores, no continente e nas regiões autónomas.

Consciente do impacte negativo que tais aumentos inevitavelmente terão sobre as famílias, sobre as empresas e sobre a taxa de inflação, a ERSE considera ser seu dever explicar desde já aos consumidores, domésticos e empresariais, às empresas reguladas e à opinião pública, as razões da subida do preço da electricidade.

A explicação sucinta que a ERSE agora apresenta, com a preocupação de garantir a máxima transparência e permitir à opinião pública desenvolver um debate informado sobre o sector eléctrico, restringe-se aos aspectos mais relevantes do processo de fixação das tarifas para 2006. A análise deste processo em toda a sua complexidade não pode prescindir da leitura dos documentos enviados ao Conselho Tarifário que serão oportunamente publicados.

De acordo com o nível de custos do sistema eléctrico em 2006, as “Tarifas de Venda a Clientes Finais” (TVCF) em baixa tensão deveriam subir 14,5 %. No entanto, o n.º 4 do

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

Sendo a previsão do aumento do índice de preços implícitos no consumo privado em 2006, relativamente a 2005, 2,9 %, é este o “tecto” a aplicar às TVCF em baixa tensão. O défice que resulta desta disposição legislativa será suportado transitoriamente pelas empresas reguladas e recuperado, com juros, através das tarifas dos anos seguintes. Importa sublinhar três factos:

1º O aumento das TVCF em média, alta e muito alta tensão não está limitado à taxa de inflação.

2º São os consumidores em baixa tensão do futuro que irão pagar o défice tarifário de 2006. Não existe qualquer subsidiação dos clientes em média, alta e muito alta tensão aos clientes em baixa tensão.

3º O universo dos clientes em baixa tensão inclui diferentes tipologias a que correspondem diferentes opções tarifárias. A imposição de um “tecto” de 2,9 % ao valor global das TVCF em baixa tensão não significa que este aumento seja aplicado individualmente a cada opção tarifária. Com efeito, a aplicação do princípio da aditividade tarifária, segundo o qual a TVCF é a soma de várias tarifas, reflectindo cada uma delas os respectivos custos, conduz a variações tarifárias diferenciadas dentro do universo da baixa tensão.

No Continente, a variação nominal proposta é diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento da seguinte forma:

	Variação 2006/2005
Tarifas de Venda a Clientes Finais	5,6%
Venda a Clientes Finais em MAT	15,8%
Venda a Clientes Finais em AT	15,8%
Venda a Clientes Finais em MT	15,8%
Venda a Clientes Finais em BT	2,9%
Venda a Clientes Finais em BTE	15,4%
Venda a Clientes Finais em BTN > 20,7 kVA	8,8%
Venda a Clientes Finais em BTN < 20,7 kVA	1,9%

Na Região Autónoma dos Açores, a variação nominal proposta é diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento da seguinte forma:

	Variação 2006/2005
Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	5,7%
Venda a Clientes Finais em MT	12,6%
Venda a Clientes Finais em BT	2,9%
Venda a Clientes Finais em BTE	7,8%
Venda a Clientes Finais em BTN > 17,25 kVA	3,8%
Venda a Clientes Finais em BTN < 17,25 kVA	2,4%

Na Região Autónoma da Madeira, a variação nominal proposta é diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento da seguinte forma:

	Variação 2006/2005
Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	4,9%
Venda a Clientes Finais em MT	15,7%
Venda a Clientes Finais em BT	2,9%
Venda a Clientes Finais em BTE	13,4%
Venda a Clientes Finais em BTN> 20,7 kVA	2,7%
Venda a Clientes Finais em BTN< 20,7 kVA	1,6%

Mantém-se a convergência tarifária entre o Continente e a Região Autónoma em termos de preço médio.

A proposta inclui ainda a seguinte evolução nominal das tarifas de uso de rede face a 2005:

	Variação 2006/2005
Tarifas de Uso de Redes	
Uso da Rede de Transporte em MAT	-1,4%
Uso da Rede de Transporte em AT	-4,0%
Uso da Rede de Distribuição em AT	6,5%
Uso da Rede de Distribuição em MT	6,5%
Uso da Rede de Distribuição em BT	1,2%

A subida das tarifas de electricidade em 2006 é explicada por três ordens de razões:

A) Pela repercussão dos ajustamentos correspondentes a desvios entre previsões e valores ocorridos em 2004 e 2005.

O montante global dos desvios a repercutir nas tarifas de 2006 é de 385 milhões de euros, correspondente a 9,1 % do montante total das tarifas reguladas em 2006 (4 215 milhões de euros).

Os desvios verificados em 2004 e 2005 devem-se, sobretudo, ao aumento imprevisto de duas variáveis: o preço dos combustíveis e o volume da produção em regime especial.

B) Pelo aumento dos custos externos – não só conjunturais, como custos com combustíveis, mas também estruturais, como custos com política energética, política ambiental e com o “interesse económico geral”.

Custos conjunturais

O aumento substancial do preço do petróleo que se regista desde o início de 2004 tem um importante impacto nos preços do fuel e do gás natural utilizados para produção de electricidade. Em relação aos valores verificados em 2004, prevêem-se para 2006 aumentos do custo unitário do fuel (€/t) e do gás natural (€/m³) de, respectivamente, 32 % e 30 %. Também o preço do carvão tem subido, prevendo-se um aumento do custo unitário (€/tec), em relação a 2004, de 8 %. Aproximadamente, uma subida de 30 % do preço dos combustíveis traduz-se numa subida de cerca de 6 % do preço médio pago pelos clientes do SEP.

Custos estruturais

Além do aumento conjuntural dos preços dos combustíveis, há também a considerar o aumento de custos externos estruturais, como custos com política energética, política

ambiental e com o “interesse económico geral” (terrenos, rendas dos municípios, OMIP, S.A. e OMIP, Clear, S.A., sobrecusto da PRE). O montante total destes custos, repercutido nas tarifas de 2006, perfaz 510 milhões de euros, representando 12,1 % do montante total das tarifas reguladas em 2006 (4 215 milhões de euros) e um aumento de 25% em relação a 2005. Os custos de interesse geral representam quase 30% do preço médio da “tarifa de acesso” paga por todos os consumidores.

C) Pelo aumento de custos internos.

O aumento de custos internos ao sistema eléctrico tem duas causas: uma benigna e outra maligna.

Pelo lado positivo, tem-se registado, nos últimos anos, um crescimento do investimento nas infra-estruturas de distribuição e, sobretudo, de transporte de electricidade, o que faz aumentar a base de activos a remunerar. Mesmo com uma descida de um ponto percentual nas taxas de remuneração (8%→7%), a remuneração dos activos de transporte aumenta.

Pelo lado negativo, regista-se o aumento crescente do custo fixo unitário dos contratos de aquisição de energia a suportar pelos clientes do SEP. Este aumento resulta do efeito conjugado do aumento da produção em regime especial e da diminuição do consumo do SEP por transferência de clientes para o mercado, criando-se assim uma situação de sobre capacidade não prevista pelo planeamento do SEP. O custo desta sobre capacidade atinge, em 2005, cerca de 4% do preço médio do SEP.

São igualmente propostos ao Conselho Tarifário os preços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Lisboa, 14 de Outubro de 2005

DE QUE TARIFAS SE TRATA?

Durante muitos anos, os consumidores de energia eléctrica não podiam escolher o fornecedor de electricidade, tendo que pagar a chamada “Tarifa de Venda a Clientes Finais” (TVCF) ao distribuidor/fornecedor monopolista a que estavam física e contratualmente ligados.

Com a liberalização do mercado interno da energia os consumidores passaram a ter o direito de escolher o seu fornecedor. Quando exercem esse direito, elegendo um fornecedor distinto do distribuidor local, deixam de pagar a TVCF ao distribuidor e passam a pagar ao respectivo fornecedor nos termos que acordaram bilateralmente, não sendo este preço regulado. No entanto, o cliente - ou o fornecedor em sua vez - tem que pagar às empresas reguladas aquilo que se convencionou designar por “tarifa de acesso” – isto é, a soma das tarifas devidas pelo uso das redes (transporte e distribuição), pela comercialização das redes (contagem, facturação, etc.) e pelo uso global do sistema.

A tarifa de uso global do sistema inclui, além de custos associados à operação técnica do sistema eléctrico (p.ex. custos de reserva para compensar em tempo real flutuações imprevistas do consumo ou da produção) e dos custos da regulação (ERSE), custos de política energética, ambiental e de interesse económico geral.

Em resumo:

- As “tarifas de acesso” – isto é, a soma das tarifas de uso de rede, de comercialização de redes e de uso global do sistema - são pagas por todos os consumidores, independentemente de quem lhes fornece a electricidade.
- As TVCF são pagas apenas pelos consumidores abastecidos pelo Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP).

- A ERSE estabelece e publica todas as tarifas reguladas, incluindo portanto, não apenas as TVCF no continente e nas regiões autónomas, mas também as tarifas de uso de rede (transporte e distribuição), de comercialização de redes e de uso global do sistema.

QUEM PAGA QUAIS TARIFAS?

Em Agosto de 2005, cerca de 14 400 consumidores, tinham escolhido fornecedores alternativos ao SEP. De Janeiro a Setembro de 2005, o consumo acumulado dos clientes que já saíram efectivamente do SEP representou 21% do consumo total do continente.

O quadro seguinte mostra o número de clientes (do SEP, no mercado e total) e a percentagem do consumo total do continente associada a cada nível de tensão (valores previstos para 2006).

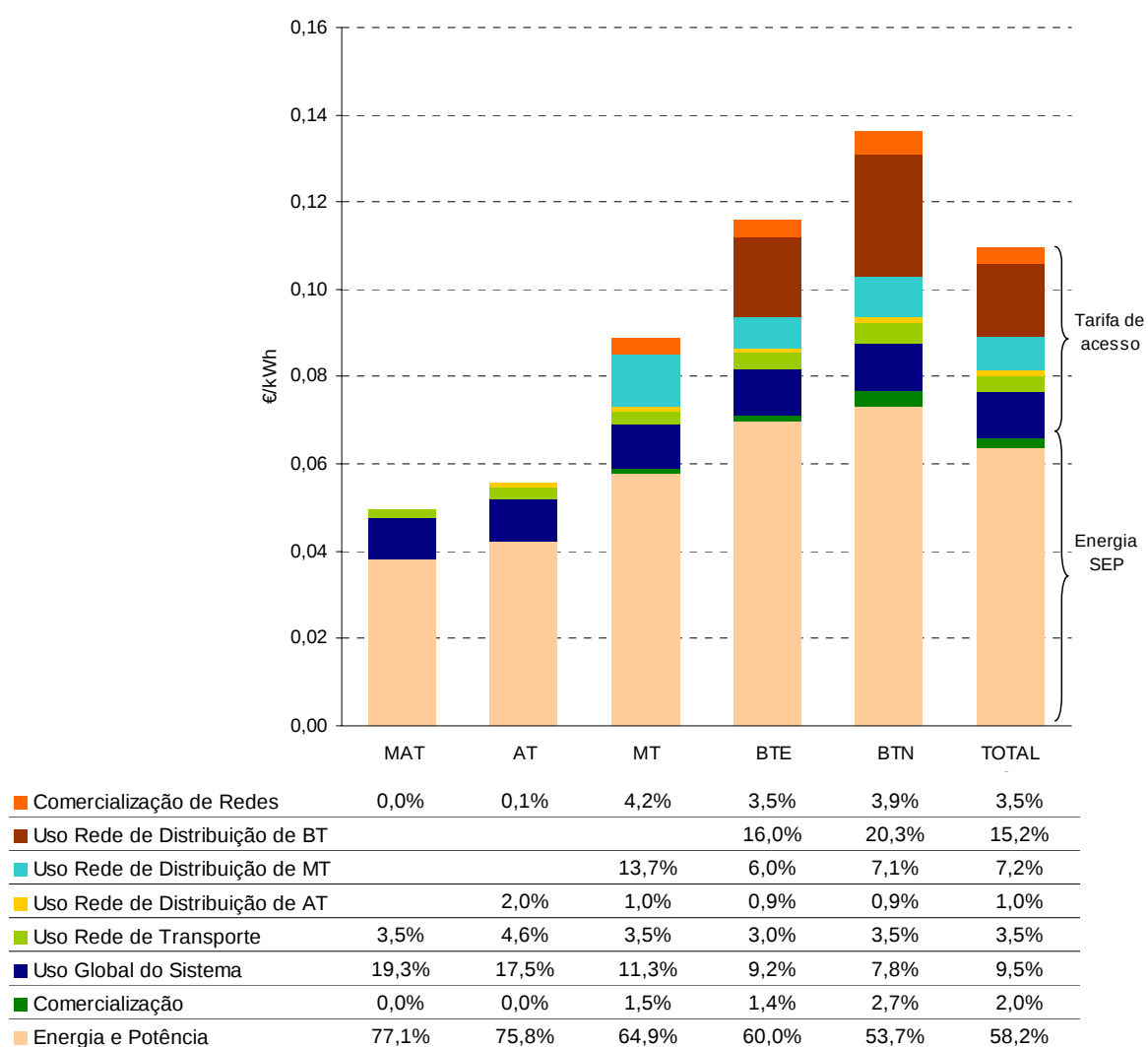
Nível de tensão	Nº de consumidores				
	Clientes no SEP		Clientes no mercado		Total de clientes
		%		%	
MAT	16	76,2%	5	23,8%	21
AT	180	92,3%	15	7,7%	195
MT	15 030	68,9%	6 800	31,1%	21 830
BTE	20 893	70,6%	8 700	29,4%	29 593
BTN + IP	5 818 222	98,5%	86 721	1,5%	5 904 943
Total	5 854 341	98,3%	102 241	1,7%	5 956 582

O quadro seguinte mostra a contribuição esperada dos clientes do SEP, através da TVCF, e dos consumidores que adquirem electricidade no mercado, através da “tarifa de acesso”, para os proveitos permitidos em cada actividade regulada, em 2006.

Actividade	Proveitos permitidos tarifas 2006				
	Clientes no SEP		Clientes no mercado		Total Meuros
	Meuros	%	Meuros	%	
URT	129,3	76,6%	39,5	23,4%	168,8
URD	858,5	82,9%	177,1	17,1%	1 035,7
UGS	348,8	75,1%	115,8	24,9%	464,6
CR	128,4	90,2%	14,0	9,8%	142,4
AEE	2 465,9	100,0%		0,0%	2 465,9
COM	75,0	100,0%		0,0%	75,0
Total	4 005,9	92,0%	346,5	8,0%	4 352,4

PREÇO MÉDIO DO SEP EM 2006 DE ACORDO COM A PROPOSTA

A figura seguinte mostra o peso das várias componentes que compõem a TVCF em cada nível de tensão.



QUANTO FICA POR PAGAR EM 2006 PARA SER PAGO NO FUTURO?

Caso não existisse um “tecto” de 2,9 % ao aumento das TVCF em baixa tensão, o conjunto dos consumidores de electricidade do continente e das regiões autónomas iria pagar às empresas reguladas, em 2006, 4 603 milhões de euros. Este valor inclui pagamentos correspondentes a todas as TVCF e “tarifas de acesso”; não inclui, obviamente, aquilo que os consumidores que mudaram de fornecedor pagam ao respectivo fornecedor pela energia e outros serviços.

Com o referido “tecto” de 2,9 %, o conjunto dos consumidores apenas irá pagar, em 2006, 4 215 milhões de euros.

A diferença entre estes dois valores é de 388 milhões de euros, correspondendo a 9,2 % do montante total a pagar pelos consumidores em 2006 (4 215 milhões de euros). Esta diferença de 388 milhões de euros irá ser recuperada nos próximos anos, da seguinte forma:

- 335 milhões de euros recuperados através das TVCF entre 2007 e, no máximo, 2011.
- 53 milhões de euros, correspondentes à convergência tarifária com as regiões autónomas, recuperados através da tarifa de uso global do sistema em 2008.

Importa ainda referir que os custos com a remuneração retroactiva (1999-2003) dos terrenos do domínio público hídrico, determinados por via legislativa, ascendem a 180 milhões de euros. Este valor só parcialmente irá ser recuperado através da tarifa de uso global do sistema em 2006. 21 milhões de euros irão ser repercutidos anualmente na tarifa de uso global do sistema até 2015.

EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉCTRICA NO CONTINENTE

EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS - PORTUGAL CONTINENTAL

Tarifas		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Variação 2006/1998
MAT	real	100	87	85	81	74	73	73	80	82	-18%
	nominal	100	90	90	90	86	87	89	101	106	6%
AT	real	100	87	83	81	74	73	73	78	82	-18%
	nominal	100	90	89	90	86	87	90	98	106	6%
MT	real	100	87	84	81	77	76	77	81	86	-14%
	nominal	100	90	89	90	90	90	94	102	112	12%
BTE	real	100	93	90	87	84	84	84	83	93	-7%
	nominal	100	95	95	96	96	98	100	103	119	+19%
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	85	-15%
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	108	+8%

EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Variação 2006/1999
MAT	real	100	88	82	144	175	185	241	272	+ 172%
	nominal	100	91	89	162	202	218	294	342	+ 242%
AT	real	100	88	82	133	153	158	196	221	+ 121%
	nominal	100	91	88	150	177	187	239	278	+ 178%
MT	real	100	91	84	144	151	149	158	168	+ 68%
	nominal	100	94	91	163	174	176	192	211	+ 111%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	105	113	+ 13%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	120	+ 20%

EVOLUÇÃO DAS TARIFAS POR ACTIVIDADE REGULADA EM PORTUGAL CONTINENTAL

Tarifas		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Variação 2006/1999
Energia e Potência	real	100	98	103	108	106	109	108	110	+10%
	nominal	100	101	111	122	123	130	132	139	+39%
Uso Rede Transporte	real	100	90	75	74	69	77	78	73	-27%
	nominal	100	93	81	83	80	91	95	91	-9%
Uso Rede Distribuição AT	real	100	94	84	73	72	57	52	53	-47%
	nominal	100	97	91	83	83	68	63	67	-33%
Uso Rede Distribuição MT	real	100	94	87	84	78	76	68	71	-29%
	nominal	100	97	94	96	91	90	83	89	-11%
Uso Rede Distribuição BT	real	100	94	88	72	68	66	67	66	-34%
	nominal	100	97	95	82	79	78	82	83	-17%
Uso Global do Sistema	real	100	85	86	111	147	154	216	251	+151%
	nominal	100	88	93	125	169	183	263	316	+216%

PRINCIPAIS PRESSUPOSTOS UTILIZADOS PARA O ESTABELECIMENTO DA PROPOSTA TARIFÁRIA

Taxa de inflação em 2006*	3,4%
Variação do Índice de Preços Implícitos no Consumo Privado (2006/2005)	2,9%
Taxa de juro Euribor a 3 meses a 30 de Junho de 2005	2,12%
Taxa de crescimento do consumo de energia eléctrica (2006/2005)	
Continente	3,4%
Região Autónoma dos Açores	6,8%
Região Autónoma da Madeira	7,1%

* Ministério das Finanças, PEC, Junho 2005

PROVEITOS PERMITIDOS POR EMPRESA E ACTIVIDADE REGULADA EM 2006
CONSTANTES DA PROPOSTA

REN	10³ EUR
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica	2 375 753
Actividade de Gestão Global do Sistema	463 368
Actividade de Transporte de Energia Eléctrica	173 627

EDP Distribuição	10³ EUR
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	1 035 667
Actividade de Comercialização de Redes	142 445
Actividade de Comercialização	74 957

EDA	10³ EUR
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	83 270
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	36 513
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	8 427

EEM	10³ EUR
Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	83 722
Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	30 393
Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 981

PORQUE SOBEM AS TARIFAS EM 2006?

A subida das tarifas de electricidade em 2006 é explicada por três ordens de razões:

- A) Pela repercussão dos ajustamentos correspondentes a desvios entre previsões e valores ocorridos em 2004 e 2005.
- B) Pelo aumento dos custos externos – não só conjunturais, como custos com combustíveis, mas também estruturais, como custos com política energética, política ambiental e com o “interesse económico geral”.
- C) Pelo aumento de custos internos.

Analisa-se de seguida cada uma destas causas.

A) Repercussão de ajustamentos de 2004 e 2005

As tarifas são estabelecidas com base num conjunto de pressupostos que a ERSE publica anualmente. Entre os pressupostos mais relevantes contam-se o consumo total de electricidade, o consumo a abastecer pelo SEP, a produção em regime especial, as taxas de câmbio e os preços dos combustíveis utilizados para produção de energia eléctrica.

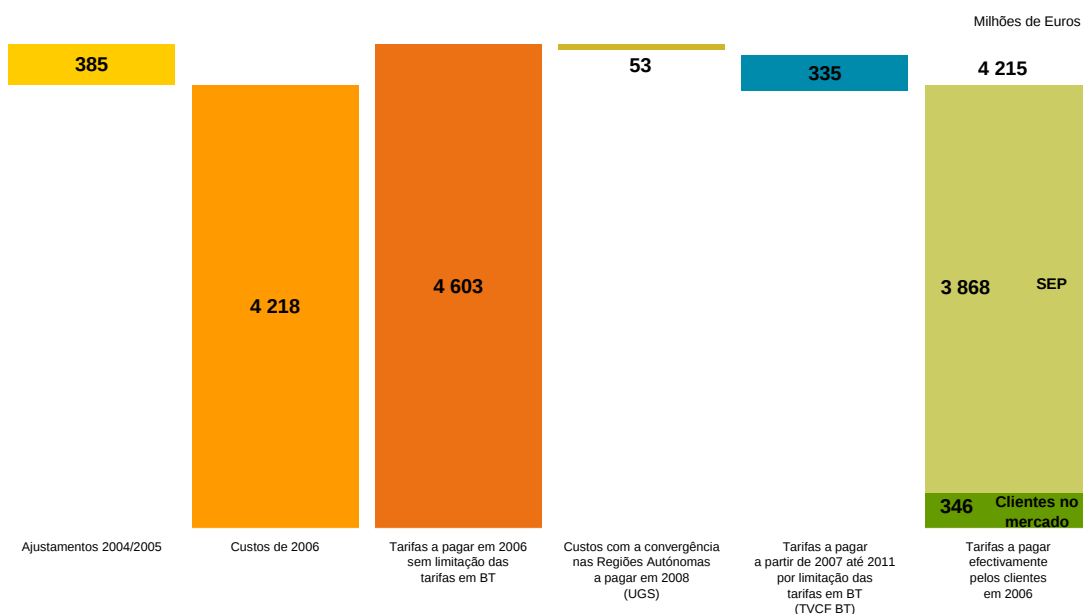
Os valores verificados em cada ano diferem, em maior ou menor grau, dos valores previstos aquando da fixação das tarifas. Por tal motivo, o Regulamento Tarifário define os mecanismos de cálculo dos ajustamentos e da sua repercussão nas tarifas de anos seguintes.

Uma parte dos desvios ocorridos em 2004, estimada aquando do cálculo das tarifas para 2005, foi já incluída nas tarifas de 2005 (24 milhões de euros). O ajustamento final, no montante de 46 milhões de euros, será agora repercutido nas tarifas de 2006.

O desvio estimado, neste momento, entre as tarifas de 2005 e os valores ocorridos em 2005, é de 339 milhões de euros; este valor provisório vai ser repercutido nas tarifas de 2006, devendo o ajustamento final relativo a 2005 ser calculado em Outubro de 2006 e repercutido nas tarifas de 2007.

O montante global dos desvios a repercutir nas tarifas de 2006 é de 385 milhões de euros, correspondente a 9,1 % do montante total das tarifas reguladas em 2006 (4 215 milhões de euros).

A figura seguinte relaciona os ajustamentos do passado com os proveitos permitidos em 2006 e com os montantes a recuperar no futuro em consequência da limitação dos acréscimos da TVCF em baixa tensão.



Os desvios verificados em 2004 e 2005 devem-se, sobretudo, ao aumento imprevisto de duas variáveis: o preço dos combustíveis e o volume da produção em regime especial.

O aumento dos preços dos combustíveis em 2005, face aos valores utilizados no cálculo das tarifas de 2005, traduz-se num ajustamento de 113 milhões de euros para os clientes do SEP em baixa tensão, a recuperar através das tarifas de 2006. Os restantes clientes do SEP já sofreram ajustamentos trimestrais de 22 milhões de euros, sendo o ajustamento remanescente a recuperar através das tarifas de 2006 de 21 milhões de euros.

O aumento das aquisições aos produtores em regime especial em 2005, estimado neste momento, face aos valores utilizados no cálculo das tarifas de 2005, é de 134 milhões de euros, dos quais 108 a incluir nas TVCF e 26 milhões a incluir na tarifa de uso global do sistema.

B) Aumento dos custos externos

O aumento substancial do preço do petróleo que se regista desde o início de 2004 tem um importante impacto nos preços do fuel e do gás natural utilizados para produção de electricidade. Em relação aos valores verificados em 2004, prevêem-se aumentos do custo unitário do fuel (€/t) e do gás natural (€/m³) de, respectivamente, 32 % e 30 %. Também o preço do carvão tem subido, prevendo-se um aumento do custo unitário (€/tec), em relação a 2004, de 8 %.

Importa recordar que a produção térmica de electricidade a partir de carvão, gás natural e fuel (encargos variáveis dos contratos de aquisição de energia) representa cerca de um terço dos custos totais dos contratos de aquisição de energia do SEP e que a aquisição de energia representa cerca de 60 % dos custos totais dos clientes do SEP. Ou seja: aproximadamente, uma subida de 30 % do preço dos combustíveis traduz-se numa subida de cerca de 6 % do preço médio pago pelos clientes do SEP.

Além do aumento conjuntural dos preços dos combustíveis, há também a considerar o aumento de custos externos estruturais, como custos com política energética, política ambiental e com o “interesse económico geral”. O montante total destes custos, repercutido nas tarifas de 2006, perfaz 510 milhões de euros, representando 12,1 % do montante total das tarifas reguladas em 2006 (4 215 milhões de euros), e é repartido da seguinte forma:

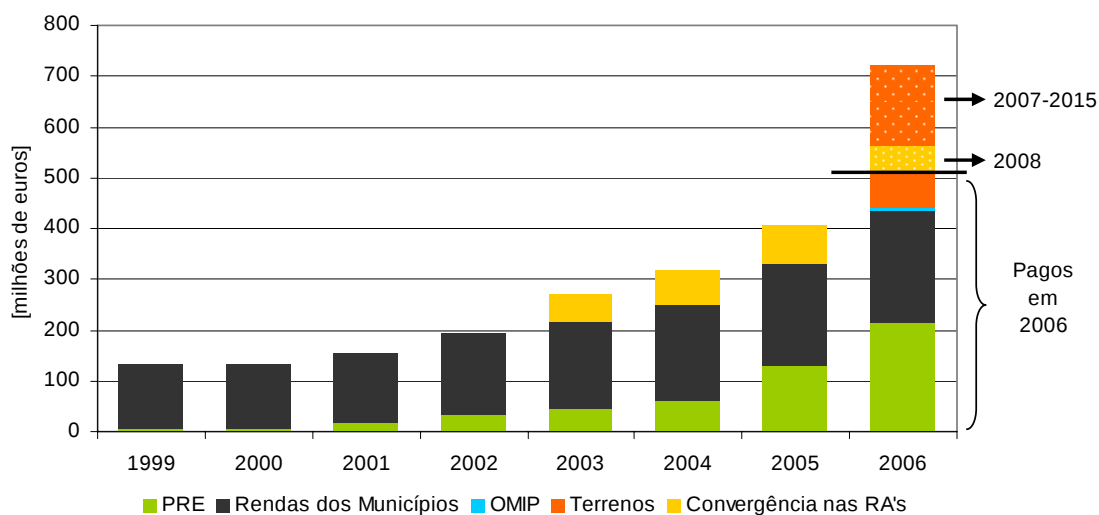
Unidade: 10³ EUR

Custos de interesse económico geral	2005	2006
Sobrecusto RAA	49 152	*(38 696); 0
Sobrecusto RAM	27 172	*(13 865); 0
Sobrecusto PRE	129 803	216 080
Rendas dos Municípios	202 380	218 117
Terrenos dos centros electroprodutores	0	** (227 876); 68 174
OMIP, S.A. e OMI CLEAR, S.A.	0	7 847
Total	408 506	(722 480); 510 218

Nota: Entre parêntesis apresentam-se os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas não aceites na tarifa de UGS em 2006 e a recuperar nas tarifas de 2008 (*) e a remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores considerando que os encargos relativos aos anos 1999 a 2003 seriam integralmente pagos em 2006 (**). (na proposta de tarifas estes encargos são pagos em 10 anos).

Custos de Interesse Económico Geral		Nível de tensão e tipo de fornecimento					
		MAT	AT	MT	BTE	BTN	TOTAL
Rendas municípios	€/MWh	-	-	-	6,74	9,51	4,84
	% TVCF	-	-	-	5,8%	7,2%	4,4%
Sobrecusto PRE	€/MWh	4,45	4,52	4,66	4,96	4,96	4,80
	% TVCF	9,0%	8,1%	5,2%	4,3%	3,8%	4,4%
Sobrecusto RAA	€/MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	% TVCF	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Sobrecusto RAM	€/MWh	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	% TVCF	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Terrenos	€/MWh	1,40	1,43	1,47	1,56	1,57	1,51
	% TVCF	2,8%	2,6%	1,7%	1,3%	1,2%	1,4%
OMIP 2003-2006	€/MWh	0,16	0,16	0,17	0,18	0,18	0,17
	% TVCF	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,1%	0,2%
Total 2006	€/MWh	6,02	6,12	6,30	13,44	16,22	11,33
	% TVCF	12,1%	11,0%	7,1%	11,6%	12,3%	10,3%

Estes custos externos têm vindo a aumentar continuamente ao longo do tempo. A figura seguinte mostra a evolução dos custos externos incluídos nas tarifas entre 1999 e 2006.



2) Aumento dos custos internos

O aumento de custos internos ao sistema eléctrico tem duas causas, uma benigna e outra maligna.

Por um lado, tem-se registado, nos últimos anos, um crescimento do investimento nas infra-estruturas de distribuição e, sobretudo, de transporte de electricidade. Assim, o investimento na rede de transporte do continente passou de 37 milhões de euros, em 2000, para 130 milhões de euros em 2004, prevendo a REN investir 216 milhões de euros em 2006. Entre 2000 e 2004 a base de activos de transporte a remunerar cresceu 22% e as amortizações passaram de 40 para 50 milhões de euros. No mesmo período, a capacidade de transformação instalada na rede de transporte aumentou 15% e a taxa de perdas passou de 1,79% para 1,49%. Recorde-se que, no mesmo período, o consumo de electricidade cresceu 20%, pelo que o esforço de investimento, após alguns anos de sub-investimento (1996-2000), é indispensável. A REN prevê, para 2006, uma base de activos de transporte a remunerar de 1 034 milhões de euros pelo que, apesar da diminuição de um ponto percentual da taxa de remuneração, de 2005 para 2006, a remuneração dos activos deverá crescer 4,4% no mesmo período.

Na rede de distribuição do continente o investimento passou de 220 milhões de euros, em 2000, para 324 milhões de euros, em 2004, a que correspondeu um aumento da potência de transformação de 15%. A taxa de perdas manteve-se em 8,6%.

No entanto há um outro aumento de custos do SEP que pode ser descrito como “*falha de planeamento*” e revela-se através do aumento do custo fixo unitário dos contratos de aquisição de energia. Este custo passou de 27,7 €/MWh em 1998 para 37,2 €/MWh em 2004, estimando-se para 2005 e 2006, respectivamente, 39,3 €/MWh e 41,1 €/MWh.

Entre 1998 e 2005, os custos fixos dos contratos de aquisição de energia cresceram 31% (preços correntes); no mesmo período, os custos fixos unitários cresceram 42%.

Obviamente, a produção do SEP desceu - de 31 TWh para 29 TWh -, prevendo-se que desça, em 2006, para 28 TWh.

Porquê esta diminuição da produção do SEP? Por dois motivos fundamentais: o aumento da produção em regime especial e a diminuição do consumo do SEP por transferência de clientes para o mercado. A conjugação destes dois factores desencadeia uma perigosa espiral de capacidade ociosa e de custos fixos unitários crescentes.

Vale a pena recordar que o SEP, tal como estabelecido pelo legislador em 1995, se caracteriza, nomeadamente, pela existência de planeamento do sistema electroprodutor. O artigo 10.º do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, indica que "[é] objecto do planeamento, tendo em conta as directrizes da política energética nacional, a adequação entre as capacidades do sistema electroprodutor do SEP, incluindo a importação e exportação de electricidade através de contratos de longo prazo e as necessidades previsionais de consumo do SEP."

Instrumento privilegiado do planeamento é o "Plano de Expansão do SEP" que deveria ter sido publicado de dois em dois anos. Na realidade, apenas foi publicado uma vez, em 1999. Consultando esse documento, verificamos que as previsões para 2004 e 2005 indicavam:

TWh	Plano de expansão do SEP		Verificado / estimado	
	2004	2005	2004	2005
Consumo referido à emissão	43,1	44,6	45,5	47,9
SEP	43,1	44,6	38,3	37,7
Mercado	0,0	0,0	7,2	10,2
Produção SEP	39,1	40,4	31,0	28,6
Produção PRE	4,0	4,2	4,6	6,9

Claramente, o “Plano de expansão do SEP” subestimou a dinâmica da liberalização dos mercados e a dinâmica de crescimento da produção em regime especial: previu uma diminuição dos incentivos à produção em regime especial a curto/médio prazo e verificou-se o seu aumento em 2001; considerava nulo o desenvolvimento do mercado “porque um desenvolvimento inesperado do SENV pode ser acompanhado por uma adaptação do SEP através da desvinculação de centrais que irão competir para abastecer os consumidores interessados em exercer o direito de elegibilidade, potenciando a redução dos custos de uma eventual sobre capacidade do SEP” e tal não se verificou.

Os custos fixos dos contratos de aquisição de energia, em 2005, são 1 124 milhões de euros. Se a produção do SEP fosse 40,4 TWh, como previsto no plano de expansão, o custo fixo unitário seria 27,8 €/MWh; com a produção estimada de 28,6 TWh, o custo fixo unitário é 39,3 €/MWh. Se o consumo do SEP tivesse sido 44,6 TWh, os consumidores do SEP iriam pagar 25,2 €/MWh; com um consumo de 37,7 TWh, o preço a pagar é 29,8 €/MWh. Daqui resulta um custo pela “sobre capacidade” de $(29,8 - 25,2)$ €/MWh ou cerca de 4 % do preço médio do SEP em 2005, com tendência crescente.

CONVERGÊNCIA COM AS REGIÕES AUTÓNOMAS

Os preços médios da RAA e da RAM por tipo de fornecimento, em 2006, em percentagem dos preços médios em Portugal continental e corrigidos da estrutura, são os seguintes:

Tipo de fornecimento	TVCFA/TVCF	TVCFM/TVCF
MT	107	102
BT	99	96
BTE	100	94
BTN >	100	96
BTN < (s/ IP)	100	96
IP	81	98
Global MT e BT	101	97

Impacte do mecanismo de convergência tarifária nas Tarifas de Venda a Clientes Finais no Continente e nas Regiões Autónomas

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Continente	5,6%	5,6%
Região Autónoma dos Açores	60,5%	5,7%
Região Autónoma da Madeira	28,7%	4,9%

Nota: A coluna "com convergência" inclui o efeito da limitação de acréscimos em BT nas tarifas das Regiões Autónomas.