

## Comunicado

### **Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2012**

Nos termos regulamentarmente previstos, o Conselho de Administração da ERSE apresenta, a 15 de Outubro de cada ano, uma proposta de tarifas reguladas para vigorar no ano seguinte, que submete a parecer do Conselho Tarifário.

Após o parecer do Conselho Tarifário e da análise das questões levantadas por este órgão da ERSE, o Conselho de Administração aprova, em definitivo e até ao dia 15 de Dezembro, as tarifas e preços para a energia eléctrica que vigorarão a partir do dia 1 de Janeiro de 2012.

Este comunicado pretende dar a conhecer as principais condicionantes da proposta de tarifas apresentada ao Conselho Tarifário.

#### **1. Enquadramento às variações das Tarifas de Venda a Clientes Finais**

A elaboração de uma proposta de tarifas de energia eléctrica está sempre submetida a um conjunto de critérios que, ponderando o equilíbrio de interesses entre os consumidores e as empresas, se traduzem em:

- Minimizar os custos para os consumidores, assegurando a sustentabilidade do mercado e promovendo a adequação dos preços aos custos nas actividades reguladas;
- Incentivar a afectação eficiente dos recursos utilizados nas diferentes actividades reguladas;
- Reflectir os custos de interesse económico geral e de política energética nos termos da legislação em vigor.

A variação entre 2011 e 2012 das Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal (BTN), em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, proposta ao Conselho Tarifário, consta do quadro seguinte:

<b>Tarifas de Venda a Clientes Finais em Baixa Tensão Normal</b>	<b>Varição 2012/2011</b>
Portugal Continental e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	4,0%

A presente proposta de tarifas integra diversas alterações legislativas e regulamentares efetuadas durante 2011. No que respeita às alterações legislativas importa mencionar, por ordem cronológica

da sua aprovação: (i) Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de Junho, que procede à transposição da diretiva do mercado interno de energia elétrica; (ii) Resolução do Conselho de Ministros n.º 34/2011, de 1 de Agosto, que procede à definição do calendário para a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais; (iii) Despacho do Secretário de Estado da Energia n.º 13011/2011, de 29 de Setembro, que determina o limite máximo de variação da tarifa social aplicável aos consumidores economicamente vulneráveis e (iv) Decreto-Lei aprovado em Conselho de Ministros de 13 de Outubro de 2011, que procede ao diferimento excecional para 2013 do ajustamento anual do montante da compensação referente a 2010, devido pela cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia.

Do ponto de vista regulamentar, importa destacar a revisão dos regulamentos do sector elétrico aprovados através do Regulamento n.º 496/2011, de 19 Agosto, que consagrou as condições para o novo período regulatório 2012-2014.

## **2. Principais fatores que determinam a variação tarifária em 2012**

A variação tarifária proposta para 2012 resulta da conjugação de vários factores com impactes em sentidos opostos, que seguidamente se sintetizam:

### **1) Fatores que contribuem para o incremento do nível tarifário:**

#### **a) Evolução do custo das matérias-primas energéticas e da energia elétrica nos mercados internacionais**

Parte importante dos custos a recuperar pelas tarifas são custos de produção de energia elétrica que dependem da evolução dos preços das matérias-primas energéticas nos mercados internacionais que, em 2011, apresentaram uma subida acentuada dos valores médios mensais, expressos em Euros. Esta realidade tem vindo a refletir-se, no corrente ano, no Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e leva a perspetivar, para 2012, um custo médio de aquisição de energia elétrica neste mercado superior em 25% ao considerado nas tarifas de 2011.

#### **b) Custos da Produção em Regime Especial (PRE)**

A Produção em Regime Especial (PRE), que inclui, para além da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis, a produção em cogeração de energias elétrica e térmica, tem-se materializado num conjunto de incentivos económicos muito significativos.

O custo médio deste tipo de produção tem sido superior ao custo da produção em centrais convencionais, sendo que o seu custo total tem vindo a aumentar ao longo do tempo pelo facto das entregas desta energia elétrica à rede terem aumentado significativamente nos últimos anos.

Este efeito manifesta-se nas tarifas de energia elétrica através da inclusão nos proveitos permitidos às empresas reguladas, já que é o Comercializador de Último Recurso (CUR) quem, por lei, compra a totalidade desta energia.

Para 2012, estima-se que o aumento dos custos da PRE face ao valor homólogo de 2011, seja particularmente significativo na produção em cogeração, devido ao facto da remuneração destes produtores estar indexada ao preço do petróleo nos mercados internacionais, contrariamente ao que acontece com a PRE de origem renovável.

**c) Evolução do consumo de energia elétrica**

Para o estabelecimento das tarifas de 2012, estima-se que o consumo de energia elétrica se situe cerca de 3% abaixo do valor homólogo do ano anterior.

Parte considerável dos custos a recuperar pelas tarifas são custos fixos que não variam com o consumo de energia elétrica. Estes custos correspondem, essencialmente a: (i) investimento em infraestruturas de redes; (ii) custos de interesse económico geral e de política energética e (iii) ajustamentos tarifários referentes a anos anteriores.

Nessa medida, quando há uma diminuição do consumo de energia elétrica verifica-se o aumento destes custos por unidade de energia elétrica.

**2) Fatores que contribuem para a redução do nível tarifário:**

**a) Metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas**

No período de regulação que se inicia em 2012, são introduzidos incentivos a uma gestão mais eficiente das atividades reguladas, através da fixação de metas de eficiência com impacto nos custos das atividades.

No quadro seguinte apresentam-se os ganhos médios anuais (em termos reais) de eficiência exigidos no período de 2012 a 2014, para os custos operacionais unitários para cada uma das atividades reguladas.

	Metas de eficiência para redução de custos valores anuais de 2012 a 2014
Transporte (só continente)	1,5% a 5,7%
Distribuição (continente e regiões autónomas)	2,5% a 5%
Comercialização e aprovisionamento (continente e regiões autónomas)	2,5% a 7%

**b) Alisamento quinquenal dos sobrecustos com a PRE**

O Decreto-lei n.º 78/2011, de 20 de Junho de 2011, estabelece, no artigo 73.º-A, um mecanismo de alisamento quinquenal para efeitos de repercussão dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial.

O referido diploma, bem como a Portaria que o desenvolve, determinam que o sobrecusto da PRE de cada ano, e os respetivos ajustamentos sejam diluídos por um período de 5 anos. A anuidade calculada nesses termos traduz-se num montante de custos a recuperar em 2012 inferior ao que se obteria por aplicação do anterior quadro legal. Esta nova abordagem contribui para a redução do nível tarifário.

**c) Decreto-Lei que procede ao diferimento excepcional dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)**

Foi aprovado em Conselho de Ministros de 13 de Outubro de 2011, o Decreto-Lei que procede ao diferimento excepcional, para 2013, da parcela de acerto, de 2010, dos CMEC. Assim, os proveitos a recuperar pelas tarifas de 2012 não incluem estes custos, o que contribui para a redução do nível tarifário.

**d) Introdução de preços de entrada nas redes a pagar pelos produtores**

O Regulamento n.º 496/2011, de 19 Agosto, introduz preços de entrada nas redes, a pagar pelos produtores de energia elétrica, deixando esta tarifa de ser paga integralmente pelos consumidores. Esta deliberação veio aprofundar a harmonização do funcionamento do MIBEL, promovendo, em simultâneo, uma maior eficiência económica na utilização das redes. A adoção destes pagamentos de entrada na rede contribui para reduzir as tarifas de acesso às redes pagas pelos consumidores de energia elétrica, e como tal, para a redução do nível tarifário.

### 3. Impactes das variações tarifárias na factura média dos clientes

Nos quadros seguintes apresenta-se um conjunto de variáveis caracterizadoras do segmento do consumo doméstico em que se encontram 5,4 milhões de clientes (4,7 milhões na tarifa normal e 0,7 milhões na nova tarifa social), com o objectivo de situar o impacto associado à proposta de tarifas para 2012.

#### Variáveis caracterizadoras do segmento BTN ≤ 20,7 kVA

	BTN ≤ 20,7 kVA
Número de clientes (milhares)	4 686
Consumo médio anual/cliente [kWh]	2 861
Fatura média mensal [€/mês]	49,7
Variação Tarifária 2012/2011 na fatura mensal [€/mês]	1,75

Nota: Para efeitos de comparação os valores apresentados incluem IVA de 23% em 2011 e 2012.

A sua leitura permite concluir que a expressão, nos orçamentos familiares, do aumento subjacente à proposta de Tarifas de Venda a Clientes Finais para 2012 é de 1,75 Euros, para uma fatura média mensal de 50 Euros.

#### Variáveis caracterizadoras dos consumidores abrangidos pela “Tarifa Social”

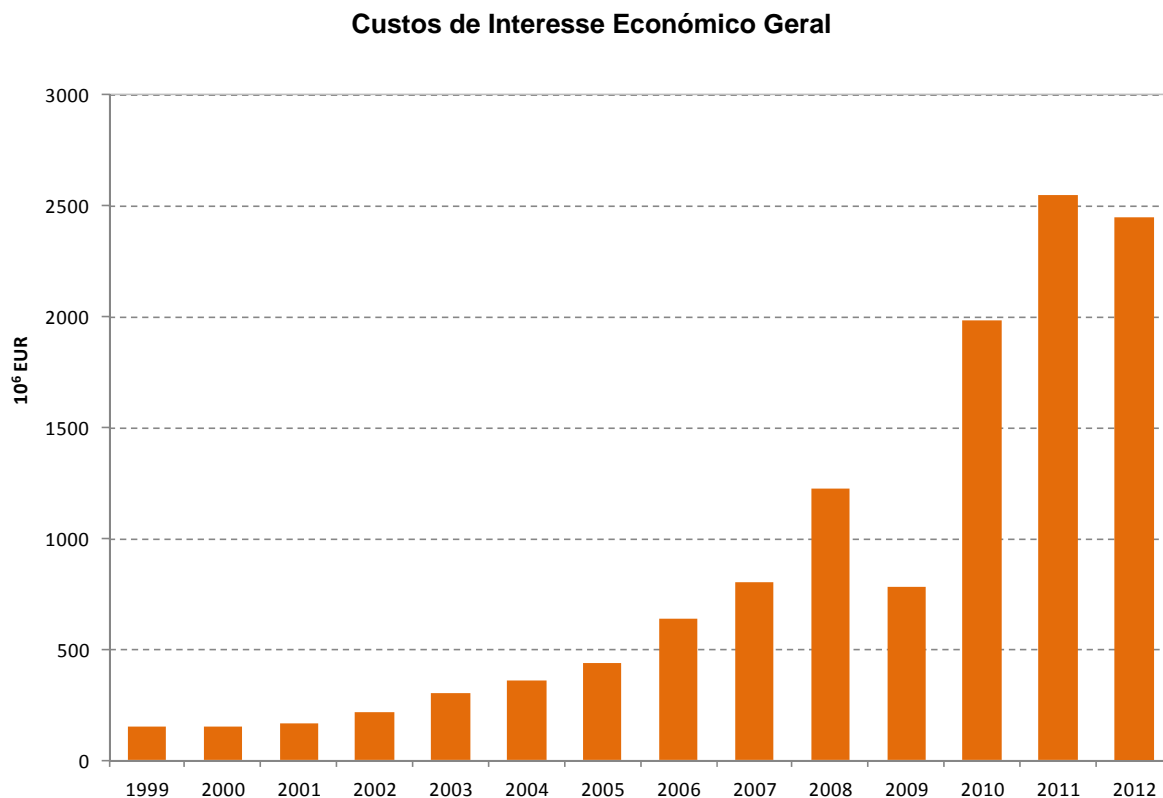
	BTN Tarifa social
Número de clientes (milhares)	666
Consumo médio anual/cliente [kWh]	1 446
Fatura média mensal [€/mês]	25,5
Variação Tarifária 2012/2011 na fatura mensal [€/mês]	0,57

Nota: Para efeitos de comparação os valores apresentados incluem IVA de 23% em 2011 e 2012.

Tendo em conta o acréscimo na Tarifa de Venda a Clientes Finais para os clientes vulneráveis que foi fixado em 2,3%, o seu reflexo para uma fatura média mensal de 26 Euros é de cerca de 57 cêntimos. Estima-se que cerca de 666 mil consumidores possam beneficiar desta Tarifa Social.

#### 4. Custos de Interesse Económico Geral

A evolução dos custos de interesse económico geral, é apresentada na figura seguinte:



Da análise desta figura observa-se uma tendência acentuada de crescimento dos Custos de Interesse Económico Geral. Os valores apresentados incluem os proveitos a recuperar em cada ano sem o efeito de medidas excecionais de diluição temporal de custos. Em 2009 e 2012, não há crescimento dos CIEG devido, essencialmente, ao efeito da subida do preço de energia em mercado, fator que faz baixar o sobrecusto da PRE.

## 5. Serviço da Dívida

O quadro que segue apresenta as amortizações e os juros da dívida gerada em anos anteriores (2006 a 2009), entre os quais tem um peso importante a parcela do serviço da dívida gerada no âmbito da aplicação, excecional de medidas de estabilidade tarifária, estabelecidas no Decreto-Lei n.º 165/2008, cujo reflexo nas tarifas se verificam a partir de 2010 e por um período de 15 anos.

### Amortizações e juros da dívida tarifária

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Saldo em dívida em 2011	Juros 2012	Amortização 2012	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2012	Saldo em dívida em 2012
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5) = (1)-(3)
<b>EDA (BCP e CGD)</b>	<b>71 695</b>	<b>1 468</b>	<b>11 352</b>	<b>12 820</b>	<b>60 343</b>
Convergência tarifária de 2006	25 278	517	4 002	4 520	21 275
Convergência tarifária de 2007	46 417	950	7 350	8 300	39 068
<b>EEM (BCP e CGD)</b>	<b>39 947</b>	<b>818</b>	<b>6 325</b>	<b>7 143</b>	<b>33 622</b>
Convergência tarifária de 2006	9 241	189	1 463	1 652	7 778
Convergência tarifária de 2007	30 706	629	4 862	5 490	25 844
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>1 647 071</b>	<b>55 952</b>	<b>113 168</b>	<b>169 120</b>	<b>1 533 903</b>
<b>BCP e CGD</b>	<b>113 526</b>	<b>2 324</b>	<b>17 976</b>	<b>20 300</b>	<b>95 551</b>
Défice de BT de 2006	82 293	1 685	13 030	14 715	69 263
Continente	79 083	1 619	12 522	14 141	66 561
Regiões Autónomas	3 209	66	508	574	2 701
Défice de BTn de 2007	31 234	639	4 946	5 585	26 288
Continente	30 014	614	4 752	5 367	25 262
Regiões Autónomas	1 220	25	193	218	1 027
<b>Tagus, SA (*)</b>	<b>1 533 544</b>	<b>53 628</b>	<b>95 192</b>	<b>148 820</b>	<b>1 438 352</b>
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	1 135 312	39 702	70 473	110 174	1 064 840
Sobrecusto da PRE 2009 <sup>(a)</sup>	398 232	13 926	24 720	38 646	373 512
<b>Total</b>	<b>1 758 712</b>	<b>58 237</b>	<b>130 845</b>	<b>189 082</b>	<b>1 627 867</b>

O quadro não inclui nem o diferimento excecional, para 2013, da parcela de acerto, de 2010, dos CMEC, decorrente do Decreto-Lei aprovado em Conselho de Ministros de 13 de Outubro de 2011, nem o diferimento resultante da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73.º-A do Decreto-lei n.º 78/2011, de 20 de Junho de 2011, no montante global de cerca de 1080 milhões de euros.

## 6. Proveitos regulados

O quadro seguinte apresenta os proveitos permitidos por empresa regulada implícitos na proposta de tarifas para 2012, que incluem as transações entre empresas ao longo da cadeia de valor do sector elétrico.

### Proveitos permitidos por empresa regulada

(10<sup>3</sup> Euros)

<b>REN Trading</b>	<b>121 891</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	121 891
<b>REN</b>	<b>808 321</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	486 276
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	322 045
<b>EDP Distribuição</b>	<b>3 055 350</b>
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 227 968
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	298 906
Uso Global do Sistema	1 528 476
<b>EDP Serviço Universal (CUR)</b>	<b>4 104 861</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica	2 162 987
Sobrecusto da PRE	355 771
Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE)	1 807 216
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	1 858 233
Comercialização (C)	78 392
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	5 249
<b>EDA</b>	<b>212 232</b>
Actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	166 669
Actividade de Distribuição de Energia Elétrica	38 384
Actividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 178
<b>EEM</b>	<b>210 866</b>
Actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	156 390
Actividade de Distribuição de Energia Elétrica	49 339
Actividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 137

Lisboa, 17 de Outubro de 2011