

Comunicado

Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2014

Nos termos regulamentarmente previstos, o Conselho de Administração da ERSE apresenta, a 15 de outubro de cada ano, uma proposta de tarifas 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, até ao dia 15 de dezembro, as tarifas e preços para a energia elétrica que vigorarão a partir do dia 1 de janeiro de 2014.

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

1. Enquadramento às Tarifas de Energia Elétrica

O ano de 2014 será o segundo ano de plena vigência do mercado liberalizado de eletricidade, no sentido das tarifas reguladas remanescentes serem já exclusivamente de natureza transitória.

O processo de liberalização, gradualmente implementado a partir de 2000 e consolidado a partir de 2006, permitiu que a totalidade de consumidores em muito alta tensão (MAT) aderisse ao mercado, deixando a ERSE de fixar para o próximo ano tarifas transitórias para este segmento de mercado. Também a grande maioria dos consumidores em alta tensão (AT) optaram já por condições mais favoráveis oferecidas por comercializadores em mercado, esperando-se que em breve a totalidade deixe a tarifa regulada.

Com base neste cenário, é expectável que os benefícios de mais concorrência, traduzida em termos de maior escolha e melhores preços, sejam também crescentemente aproveitados por consumidores em média tensão (MT) e baixa tensão (BT).

O mercado liberalizado atingiu em agosto de 2013 quase 2 milhões de clientes e representa já 69,1% do consumo total em Portugal, tendo as tarifas transitórias cada vez menor expressão no setor elétrico.

Desde janeiro deste ano já entraram no mercado liberalizado cerca de 870 mil novos clientes e desde agosto do ano passado o número de clientes no mercado livre praticamente triplicou.

Os dados mais recentes do mercado liberalizado permitem-nos perspetivar, que em 2014, cerca de 51% da energia consumida em baixa tensão normal (BTN) não estará enquadrada pelas tarifas de venda a clientes finais publicadas pela ERSE.

Em termos médios, espera-se que em 2014 cerca de 77% da energia total consumida em Portugal esteja sujeita a preços definidos em regime de mercado, restando apenas 23% sujeita a preços regulados pela ERSE.

O dinamismo observado na transição para o mercado em todos os níveis de tensão é um bom indicador da competitividade dos preços praticados em mercado face às tarifas transitórias de venda a clientes finais, definidas nas condições estabelecidas nos termos da legislação em vigor.

As tarifas transitórias aplicam-se aos consumidores que ainda sejam fornecidos pelos comercializadores de último recurso e vigoram por um período limitado pela legislação. Deste modo, vigoram até 31 de dezembro de 2014 para os clientes em BTN com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA, e, até 31 de Dezembro de 2015, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

A proposta de tarifas agora apresentada integra as tarifas de acesso às redes de transporte e de distribuição, as tarifas transitórias de venda a clientes finais e as tarifas sociais.

A elaboração de uma proposta de tarifas de energia elétrica 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 atividades reguladas;
- Incentivar a afetação eficiente dos recursos utilizados nas diferentes atividades reguladas;
- Refletir os custos de interesse económico geral e de política energética nos termos da legislação em vigor.

A variação entre 2013 e 2014 das tarifas de venda a clientes finais em Baixa Tensão Normal (BTN), em Portugal, proposta ao Conselho Tarifário, consta do quadro seguinte:

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Variação 2014/2013
Baixa Tensão Normal	2,8%

A partir de 1 de Janeiro de 2013, as tarifas de venda a clientes finais publicadas pela ERSE para Portugal Continental passaram a ter um carácter transitório, sendo suscetíveis de revisão trimestral.

A tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso a vigorar em 2014, definida por despacho do membro do Governo responsável pela área de energia, observa uma variação de 1%.

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Variação 2014/2013
Tarifa Social	1,0%

Ao abrigo da legislação específica, os consumidores podem solicitar a aplicação desta tarifa social, junto das entidades competentes, caso sejam beneficiários do rendimento social de inserção, do complemento solidário para idosos, do subsídio social de desemprego, do primeiro escalão do abono de família ou da pensão social de invalidez.

2. Principais fatores que determinam a variação tarifária em 2013

A variação tarifária para 2014 resulta da conjugação de vários fatores com impactos em sentidos opostos, que seguidamente se sintetizam:

a) Fatores que contribuem para o incremento do nível tarifário:

i) Custos de produção de energia elétrica

Os custos associados à componente de energia em 2014 permanecem num nível tarifário elevado em resultado dos preços da energia primária nos mercados internacionais, designadamente do Brent, com implicações no preço do gás natural. Sendo as centrais de ciclo combinado a gás natural a tecnologia tendencialmente marginal no MIBEL, o custo variável de produção de eletricidade destas centrais a partir de gás natural constitui o custo de oportunidade da componente de energia e conseqüentemente pressionam os preços de energia no MIBEL.

ii) Evolução do consumo de energia elétrica

A descida observada na procura global da eletricidade cria também uma pressão acentuada nas tarifas de energia elétrica, designadamente nas componentes tarifárias que apresentam custos de natureza fixa como são parte dos custos de redes ou as componentes de custos de interesse económico geral e de política energética. O nível mais reduzido da procura prevista para 2014 em linha com os valores registados em 2005 impedem uma maior diluição destes custos de natureza fixa e conseqüentemente pressionam o nível tarifário em alta com reflexos na variação tarifária.

iii) Recuperação nas tarifas de custos adiados no passado

De modo a mitigar as variações tarifárias, o pagamento através das tarifas de montantes importantes de custos, em grande parte associados a Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), têm sido adiados. O serviço da dívida resultante dos custos adiados no passado tem vindo a aumentar progressivamente com reflexos cada vez mais expressivos nas variações tarifárias.

iv) Quebra no preço do mercado das licenças de emissão de CO₂

O atual quadro legal permite a dedução aos montantes de proveitos permitidos do valor das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa até ao limite de 80%. Este facto já foi antecipado no ano anterior. No entanto, o preço futuro do CO₂, considerado no cálculo tarifário para 2014 é mais baixo em cerca de 50% do que o valor que se verificava no ano anterior e que foi refletido na proposta tarifária para 2013.

v) Custos da Produção em Regime Especial (PRE)

A PRE, ao abrigo da legislação específica, inclui para além da produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis e resíduos, a produção em processos de cogeração de energias elétrica e térmica e microprodução. A PRE tem beneficiado de um conjunto de incentivos económicos.

O peso deste tipo de produção tem vindo a aumentar ao longo do tempo no preço de energia elétrica devido por um lado, ao facto das entregas desta energia elétrica à rede terem aumentado nos últimos anos e, por outro, pelo facto de, em termos médios, o custo de produção da PRE ser superior ao das tecnologias convencionais.

Importa referir, pelo seu carácter excepcional, o crescimento da produção em regime especial que

se observou no primeiro semestre de 2013, particularmente de origem eólica e hídrica, devido a condições meteorológicas favoráveis para estas fontes de energia, o que teve reflexo no sobrecusto da PRE a repercutir no presente cálculo tarifário.

b) Fatores que contribuem para a redução do nível tarifário:

i) Metas de eficiência aplicadas às atividades reguladas

Às atividades reguladas são aplicadas metas de eficiência com vista à diminuição em termos anuais dos custos. As metas de eficiência têm permitido diminuir de uma forma consistente os custos das atividades reguladas, em especial os custos das “atividades de rede”, isto é, o transporte e a distribuição de energia elétrica¹.

ii) Diminuição da taxa de remuneração dos ativos regulados

Nos termos do definido para o atual período regulatório, a taxa de remuneração dos ativos regulados está indexada à evolução da cotação dos *Credit Default Swaps* (CDS) da República Portuguesa, até um certo limite². Com a normalização gradual, apesar de ainda incerta, da perspetiva dos agentes sobre a situação financeira da economia nacional, tem-se observado uma diminuição da cotação desta variável financeira. Este facto refletiu-se numa diminuição da taxa de remuneração dos ativos regulados e, conseqüentemente, na redução da componente de custo com capital das atividades reguladas.

iii) Medidas legislativas mitigadoras de custos

Em 2013 foram aprovados um conjunto de diplomas que diminuem o impacte dos CIEG nas tarifas de 2014. As medidas associadas a estes diplomas estão descritas nos pontos seguintes:

Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, estabelece o regime legal para criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista

¹ Estas metas estão definidas e enquadradas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” de dezembro de 2011.

² As taxas de remuneração dos ativos das empresas reguladas estão, igualmente, definidas e enquadradas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” de dezembro de 2011 .

de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) da tarifa de Uso Global do Sistema. Este diploma determina também que os CIEG são suportados pelos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, sempre que se concluir que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos preços médios de eletricidade no mercado grossista e proporcione benefícios não esperados nem expectáveis para os produtores.

Nos termos do Despacho n.º 12955-A/2013, os montantes estimados para 2013 e previstos para 2014 foram deduzidos aos sobrecustos com a PRE renovável.

Taxas de remuneração dos terrenos de Domínio Público Hídrico

As taxas a aplicar no cálculo da remuneração dos terrenos foram revistas em baixa, em conformidade com a legislação recentemente aprovada, deixando a taxa de ser calculada com base na taxa *mid-swap* interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal dos terrenos em causa passando, a partir de 2014, a ser calculada com base na fórmula definida na legislação.

Fundo de Correção de Hidraulicidade

Devido a um ano particularmente seco observado em 2012, o montante do Fundo de Correção de Hidraulicidade a ser aplicado em benefício da tarifa de uso global do sistema de 2014, e conforme o Despacho n.º8/GSEnergia/2013 de 24 de setembro, deve corresponder à totalidade do saldo efetivo existente na conta de correção de hidraulicidade.

3. Impactes das variações tarifárias na fatura média dos clientes

Nos quadros seguintes apresenta-se um conjunto de variáveis caracterizadoras do segmento do consumo doméstico com o objetivo de situar o impacto associado à proposta de tarifas para 2014.

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

	BTN ≤ 20,7 kVA
Consumo médio anual/cliente [kWh]	2 487
Fatura média mensal [€/mês]	46,5
Variação Tarifária 2014/2013 na fatura mensal [€/mês]	1,21

Nota: Os valores apresentados incluem IVA de 23%.

A sua leitura permite concluir que a expressão, nos orçamentos familiares, do aumento subjacente à proposta de tarifas de venda a clientes finais para 2014 é de 1,21 Euros, para uma fatura média mensal de 46,5 Euros.

Variáveis caracterizadoras dos consumidores abrangidos pela “Tarifa Social”

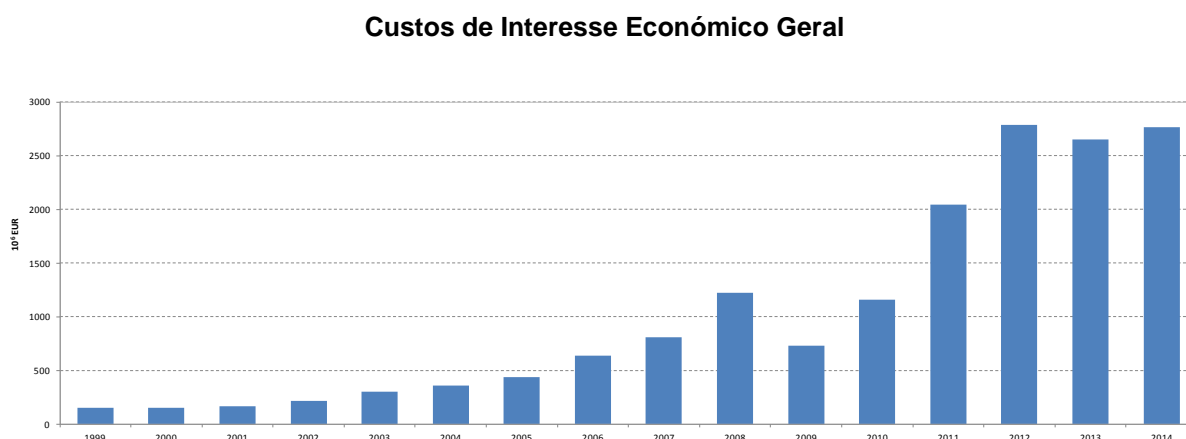
	BTN Tarifa social
Consumo médio anual/cliente [kWh]	1 270
Fatura média mensal [€/mês]	23,5
Variação Tarifária 2014/2013 na fatura mensal [€/mês]	0,23

Nota: Os valores apresentados incluem IVA de 23%.

Tendo em conta o acréscimo na tarifa de venda a clientes finais para os clientes vulneráveis, que foi fixado em 1,0%, o seu reflexo para uma fatura média mensal de 23,5 Euros é de cerca de 23 cêntimos.

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 que a partir de 2011 a tendência acentuada de crescimento dos CIEG altera-se, assistindo-se nos últimos três anos a uma certa estagnação. Os valores apresentados incluem igualmente os custos a recuperar em cada ano, bem como os que foram objeto de diluição temporal com impacte na dívida tarifária.

5. Serviço da Dívida

O quadro que segue apresenta as amortizações e os juros da dívida gerada em anos anteriores (2006 a 2012), de entre os quais se destacam: (i) a parcela relativa a medidas de estabilidade tarifária, estabelecidas no Decreto-Lei n.º 165/2008 e (ii) a parcela dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, ao abrigo do artigo 73.º A do Decreto-lei n.º 78/2011.

Amortizações e juros da dívida tarifária

Unidade: 10³ EUR

	Saldo em dívida em 2013	Juros 2014	Amortização 2014	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2014	Saldo em dívida em 2014
	(1)	(2)	(3)	(4) = (2)+(3)	(5)
EDA (BCP e CGD)	48 549	349	12 007	12 356	36 542
Convergência tarifária de 2006	17 117	123	4 233	4 356	12 884
Convergência tarifária de 2007	31 432	226	7 774	8 000	23 658
EEM (BCP e CGD)	27 051	194	6 690	6 885	20 360
Convergência tarifária de 2006	6 258	45	1 548	1 593	4 710
Convergência tarifária de 2007	20 793	149	5 143	5 292	15 650
EDP Serviço Universal	3 438 214	151 526	655 262	806 788	4 300 057
BCP e CGD	76 876	552	19 013	19 565	57 863
Défice de BT de 2006	55 726	400	13 782	14 182	41 944
Continente	53 552	385	13 245	13 629	40 308
Regiões Autónomas	2 173	16	538	553	1 636
Défice de BTn de 2007	21 150	152	5 231	5 383	15 919
Continente	20 325	146	5 027	5 173	15 298
Regiões Autónomas	826	6	204	210	622
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	751 886	47 519	235 436	282 955	516 450
EDP Serviço Universal	52 764	10 128	50 180	60 308	2 584
BCP	146 985	7 765	38 471	46 236	108 513
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	146 985	7 765	38 471	46 236	108 513
Santander	138 117	7 296	36 150	43 447	101 967
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	138 117	7 296	36 150	43 447	101 967
Tagus, SA	414 020	22 330	110 634	132 964	303 386
Diferimento do sobrecusto PRE de 2012	414 020	22 330	110 634	132 964	303 386
Diferimento do sobrecusto PRE de 2013 ⁽¹⁾	1 274 756	74 518	292 066	366 585	982 690
Diferimento do sobrecusto PRE de 2014 ⁽¹⁾	0	0	0	0	1 517 105
Tagus, SA	1 334 696	28 936	108 747	137 683	1 225 949
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	988 101	21 422	80 507	101 929	907 594
Sobrecusto da PRE 2009	346 595	7 514	28 239	35 754	318 355
EDP Distribuição	149 825	3 746	74 912	78 658	74 912
Parcela de acerto de 2011	149 825	3 746	74 912	78 658	74 912
REN Trading	13 317	0	13 317	13 317	0
Diferimento do ajustamento provisório de 2012 do sobrecusto CAE	13 317	0	13 317	13 317	0
Total	3 676 955	155 814	762 189	918 003	4 431 872

(1) O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2014 é 1872,8 milhões de euros. Em 2014 serão amortizados 355,7 milhões relativos a este montante.

6. Proveitos regulados

O quadro seguinte apresenta os proveitos permitidos por empresa regulada implícitos nas tarifas para 2014, que incluem as transações entre empresas ao longo da cadeia de valor do sector elétrico.

Proveitos permitidos por empresa regulada

(10³ Euros)

	Proveitos sem ajustamentos	Ajustamentos	Proveitos permitidos
	(a)	(b)	(c) = (a+b)
REN Trading	131 376	34 903	166 280
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	131 376	34 903	166 280
REN	861 578	-39 489	822 089
Gestão Global do Sistema (GGS)	484 709	-33 298	451 411
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	376 869	-6 191	370 678
EDP Distribuição	3 151 560	64 480	3 216 040
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 258 474	-8 431	1 250 043
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema	302 981	72 910	375 891
Proveitos do ORD por aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte	1 590 105		1 590 105
EDP Serviço Universal (CUR)	2 265 952	275 367	2 541 319
Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE)	1 104 568	271 112	1 375 680
CVEE da Produção em Regime Especial	394 361	552 881	947 243
CVEE para Fornecimento de Clientes	710 207	-281 770	428 437
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	1 091 702		1 091 702
Comercialização (C)	60 591	4 255	64 846
Sobreprovento pela aplicação da tarifa transitória	9 091		9 091
EDA	178 139	10 725	188 864
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	133 727	8 493	142 219
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	37 691	2 009	39 700
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 721	224	6 944
EEM	180 906	20 763	201 669
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	136 704	17 103	153 807
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 192	3 514	42 707
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 009	146	5 155

Notas: Neste caso, os ajustamentos com sinal positivo são valores a recuperar pelas empresas e os ajustamentos com sinal negativo são valores a devolver ao sistema

Lisboa, 15 de Outubro de 2013