

Comunicado de Imprensa

**Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica em 2009 e Parâmetros  
para o Período de Regulação 2009 a 2011**

1. Enquadramento
2. Alterações estruturais introduzidas no sector eléctrico e que condicionam as Tarifas para 2009
3. Principais alterações introduzidas nas tarifas para 2009
4. Tarifas e preços aprovados para 2009
5. Variações das tarifas de Venda a Clientes Finais entre 2008 e 2009
6. Novas possibilidades de optimização das facturas dos clientes
7. Análise da convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e Portugal continental
8. Introdução de metas de eficiência a uma gestão mais eficiente das actividades reguladas
9. Custo de capital dos novos investimentos da REN
10. Custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2009
11. Desvios e défices tarifários

## 1. Enquadramento

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário foi submetida, em Outubro, à apreciação do Conselho Tarifário, da Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira a “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica em 2009 e de Parâmetros para o Período de Regulação 2009 a 2011”. Esta proposta foi complementada por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante. Tendo em consideração o parecer do Conselho Tarifário, procede-se agora à aprovação dos valores das tarifas e preços a vigorar em 2009 e dos parâmetros para o período de regulação 2009 a 2011.

O quadro legal do sector eléctrico sofreu, desde 2006, uma profunda reestruturação. Procedeu-se através dos Decretos-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro e n.º 172/2006, de 23 de Agosto à transposição da Directiva n.º 2003/54/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade. Através do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho aprofundou-se a integração e operacionalização do mercado ibérico da energia eléctrica (MIBEL).

A Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, relativa aos serviços públicos essenciais veio estabelecer um conjunto de disposições com incidência em especial nos contadores e custos inerentes, na periodicidade de facturação e na leitura dos contadores (prescrição e caducidade).

O Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, introduziu mecanismos de estabilização tarifária aplicáveis em períodos de excepcionais variações de custos, com impactes tarifários elevados, definindo as regras aplicáveis ao reconhecimento de ajustamentos tarifários referentes à aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso, bem como à repercussão tarifária dos custos de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

Mais recentemente por Despacho de 3 de Outubro de 2008 do Ministro da Economia e da Inovação, é determinado que o montante de € 50 000 000 do valor do equilíbrio económico-financeiro pago pelos centros electroprodutores hídricos, previsto no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, é afecto à estabilização das tarifas de energia eléctrica através do pagamento de parte dos custos com a convergência tarifária de 2009 entre as Regiões Autónomas e o Continente, com repercussão directa na redução da tarifa de Uso Global do Sistema paga por todos os consumidores.

Por fim, o Decreto-Lei, n.º 230/2008, de 27 de Novembro, define um novo regime para o cálculo das rendas dos municípios nas concessões de distribuição de electricidade em baixa tensão.

## 2. Alterações estruturais introduzidas no sector eléctrico e que condicionam as Tarifas para 2009

## **TRANSPOSIÇÃO DA DIRECTIVA N.º 2003/54/CE, DE 26 DE JUNHO, QUE ESTABELECE REGRAS COMUNS PARA O MERCADO INTERNO DA ELECTRICIDADE**

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, veio estabelecer as bases da organização e do funcionamento do sector eléctrico, remetendo para legislação complementar um conjunto de matérias que concretizam essas bases. O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, surge como parte dessa legislação complementar, definindo, entre outros, os procedimentos para atribuição da concessão da Rede Nacional de Transporte de Electricidade (RNT) e das concessões de distribuição de electricidade em alta e média tensão e em baixa tensão.

## **APROFUNDAMENTO DA INTEGRAÇÃO E OPERACIONALIZAÇÃO DO MERCADO IBÉRICO DA ENERGIA ELÉCTRICA (MIBEL)**

O Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, estabelece um conjunto de disposições destinadas a promover o aprofundamento do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), sendo de destacar as seguintes: (i) Cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) por opção dos produtores e sua participação no mercado, (ii) Introdução dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) na tarifa de Uso Global do Sistema, paga por todos os consumidores e (iii) Aprovisionamento do comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) para satisfação dos consumos dos seus clientes no mercado de energia eléctrica.

## **LEI DOS SERVIÇOS PÚBLICOS ESSENCIAIS**

No início do ano de 2008 é aprovada a Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, relativa aos serviços públicos essenciais, que vem proibir a cobrança aos utentes de qualquer importância a título de preço, aluguer, amortização ou inspecção periódica de contadores ou qualquer outra taxa de efeito equivalente independentemente da designação utilizada. Tanto no sector eléctrico como no sector do gás natural, desde há muitos anos que o fornecimento e instalação dos contadores constitui encargo dos operadores das redes, os quais não podem cobrar directamente aos consumidores qualquer quantia a título de aluguer ou indemnização pelo uso daqueles aparelhos. No entanto, esses custos por integrarem as infra-estruturas de distribuição eram considerados para efeitos de cálculo de tarifas. Com a entrada em vigor da Lei n.º 12/2008, os custos com os contadores deixam de ser considerados no cálculo das tarifas de electricidade e de gás natural.

Adicionalmente a Lei n.º 12/2008 estabelece a regra da facturação mensal a qual assume uma natureza supletiva, ou seja, a facturação será mensal se as partes não acordarem outra periodicidade. A possibilidade de escolha da periodicidade de facturação por parte dos consumidores, permite preservar a existência de acordos celebrados entre os prestadores dos serviços e os consumidores, que vão de encontro às suas necessidades e preferências, como por exemplo as

modalidades de facturação que asseguram estabilidade e previsibilidade de pagamentos periódicos, o que tem sido considerado pelos aderentes um elemento positivo na gestão dos orçamentos das famílias.

Por último, a Lei n.º 12/2008 em resultado de uma clarificação das regras de prescrição e de caducidade aplicáveis aos serviços públicos essenciais, que conduzem à necessidade das exigências do pagamento das facturas terem lugar dentro do prazo de 6 meses, obriga à realização de leituras da responsabilidade dos operadores das redes de 3 em 3 meses.

Todas as disposições referidas têm incidência tarifária.

### **ESTABILIDADE TARIFÁRIA**

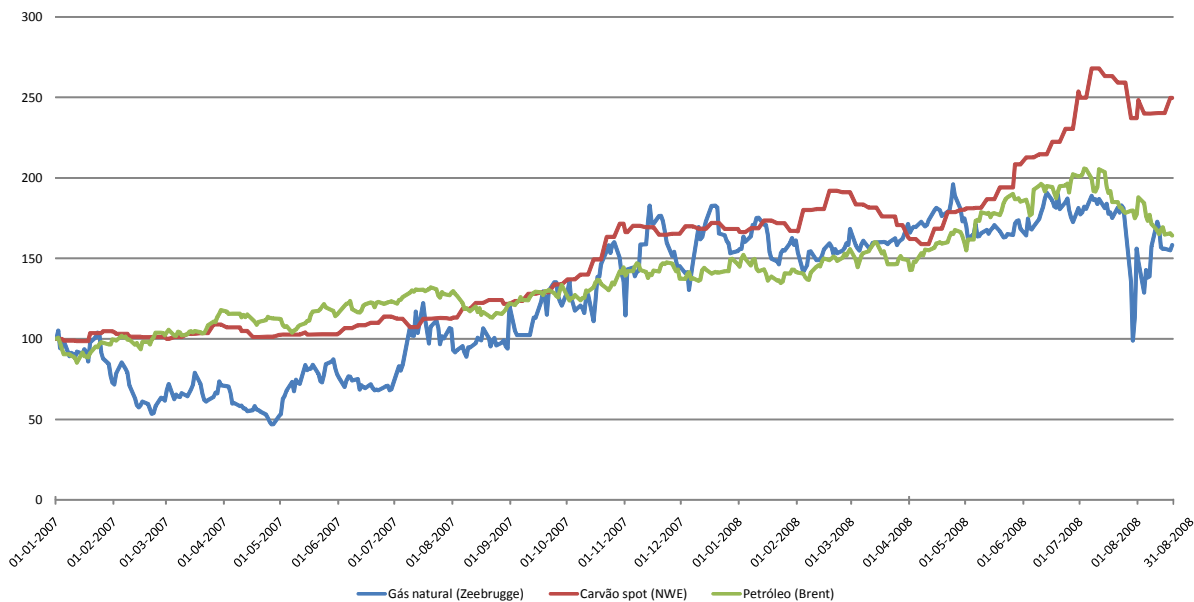
Mais recentemente foi aprovado o Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, que prevê mecanismos de estabilização tarifária aplicáveis em períodos de excepcionais variações de custos, com impactes tarifários elevados. Este Decreto-Lei define as regras aplicáveis, nas situações excepcionais de custos, ao reconhecimento de ajustamentos tarifários referentes à aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso, entidade titular de licença de comercialização de energia eléctrica sujeita a obrigações de serviço universal, bem como à repercussão tarifária dos custos de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

No âmbito do Decreto-Lei n.º 165/2008 e por se verificarem condições que a ERSE considerou de modo fundamentado como sendo excepcionais e susceptíveis de provocar variações tarifárias significativas para os consumidores de energia eléctrica em 2009, a ERSE: (i) Propôs ao ministro responsável pela área da energia o diferimento temporal da repercussão nas tarifas eléctricas dos ajustamentos referentes a custos decorrentes da actividade de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso; (ii) Informou o ministro responsável pela área da energia dos impactes tarifários associados a diferentes cenários para repercussão nas tarifas eléctricas dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral.

Os preços dos combustíveis fósseis nos mercados internacionais observaram um elevado crescimento, em particular desde o final do ano de 2007. Este crescimento, motivado por diversos factores à escala global, afectou não só o custo do petróleo e os seus derivados mas também os custos do carvão e do gás natural.

### Evolução dos preços spot de crude, gás natural e carvão

Preço spot do petróleo (Brent), gás natural (Zeebrugge) e carvão (NWE)  
(a evolução inclui a taxa de câmbio EUR/USD)



	Cotações a 1/1/2007 (índice 100)			
Petróleo (Brent)	44,3	EUR/bbl	57,5	USD/bbl
Carvão NWE	60,6	EUR/tec	78,7	USD/tec
Gás Natural (Zeebrugge)	15,1	EUR/MWh	0,29	GBP/therm

Fonte: Reuters

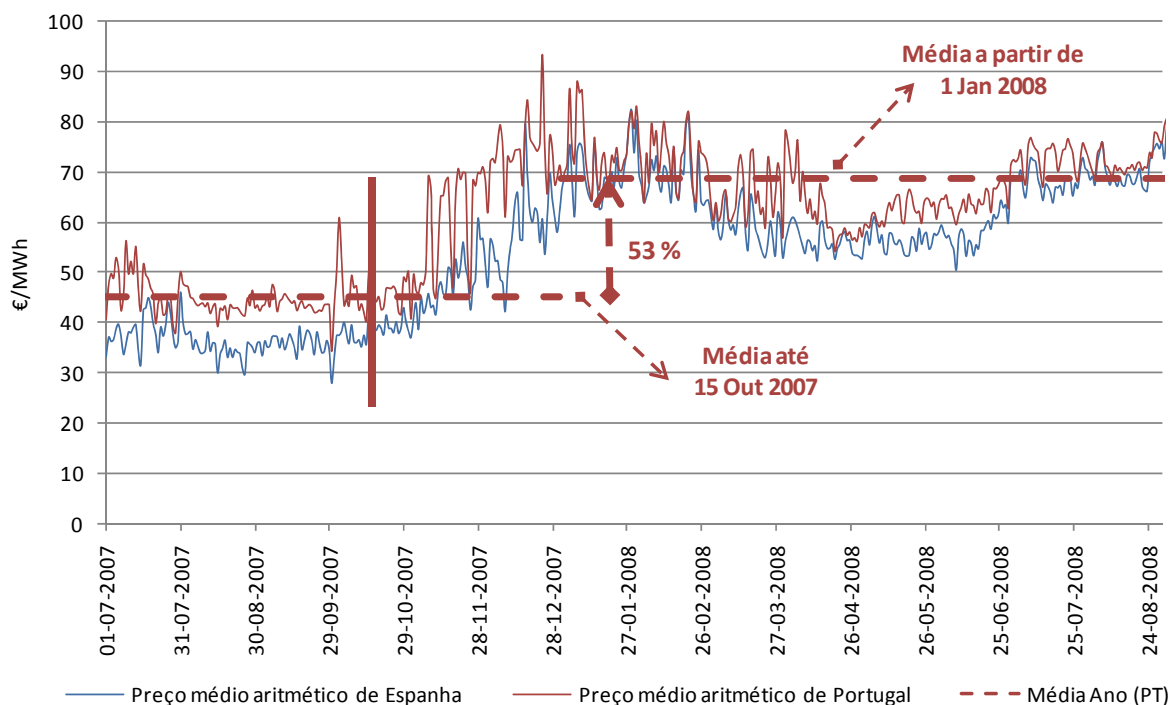
O contexto de elevado crescimento dos preços dos combustíveis fósseis exerceu uma forte pressão sobre as tarifas de electricidade<sup>1</sup>. O efeito destes factores externos, assim como de condições hidrológicas especialmente adversas (no final de 2007 e início de 2008<sup>2</sup>), condicionaram os preços da energia no MIBEL o que resultou em desvios acentuados de custos de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso, não previstos, relativos ao final de 2007 e a 2008.

A figura seguinte apresenta a média (aritmética) dos preços do mercado diário OMIE em Portugal e Espanha desde 1 de Julho de 2007. Verifica-se uma acentuada variação do preço no final de 2007 e em 2008, motivada quer pela sazonalidade do consumo e pelo regime hidrológico verificado quer pela subida dos preços dos combustíveis.

<sup>1</sup> Em 2007, o consumo de energia eléctrica em Portugal foi abastecido por grandes centrais hídricas (19%), centrais térmicas a carvão (23%), a fuel (3%) e a gás natural (21%), por produção em regime especial PRE (20%) e por importação (15%). Destas fontes só a PRE tem preço fixo. A restante produção em regime ordinário, incluindo as grandes centrais hídricas, são valorizadas a preço de mercado dependente dos preços de energia primária (combustíveis) Fonte: REN, Estatística Mensal – Dezembro 2007.

<sup>2</sup> O coeficiente de produtividade hidroeléctrica entre Outubro de 2007 e Março de 2008 foi de 0,31 (corresponde a 31% de um ano hidrológico normal). Fonte: REN, Estatística Mensal – Março 2008.

### Preço médio (aritmético) no mercado diário OMIE, em Portugal e em Espanha



Fonte: OMIE

A conjugação de desvios de custos de energia elevados e de crescimento dos custos previstos para 2009 conduz a um cenário de fortes variações nas tarifas de energia eléctrica. Importa realçar a natureza dupla destas variações devidas à necessidade de, por um lado, repercutir na tarifa o nível de custos de energia esperado para 2009 e, por outro lado, recuperar os desvios de custos de energia registados no final de 2007 e durante o presente ano.

Um acréscimo tarifário muito significativo das tarifas de Venda a Clientes Finais resultante da aplicação de ajustamentos tarifários de anos anteriores (efectivos do ano t-2 e estimativas do final do ano t-1) representaria um risco sistémico que afectaria o equilíbrio de preços de todo o mercado retalhista, uma vez que poderia dar origem a um êxodo brusco dos clientes do comercializador de último recurso para outros comercializadores, tornando a recuperação de custos impossível de acontecer nas tarifas desse ano, provocando o colapso do comercializador de último recurso. O risco sistémico identificado no parágrafo anterior não estava acautelado no quadro legal e regulamentar e é corrigido no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, sendo válido tanto para subidas como para descidas excepcionais de preços. A proposta da ERSE considera o diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de anos anteriores, em particular de 2008, por um período temporal alargado e a sua incorporação na tarifa de Uso Global do Sistema, resolvendo-se o risco

sistémico identificado. Assim a tarifa de energia reflectirá o nível eficiente de custos de energia eléctrica esperado para 2009.

O Decreto-Lei n.º 165/2008 prevê ainda um mecanismo adicional de estabilização tarifária no âmbito dos custos associados a medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral. Parte destes custos tem um perfil de incidência nas tarifas de energia eléctrica determinado por opções de natureza política. Associada a alguns custos decorrentes de medidas de política energética existe uma subsídição inter-temporal entre os custos (e impactes tarifários) incorporados nas tarifas de energia eléctrica no presente e os benefícios que se esperam para o futuro relativos, nomeadamente, à diminuição do custo das novas tecnologias de produção isentas de emissões. Assim, a diluição de alguns destes custos de política energética por um período temporal mais alargado, nomeadamente em períodos considerados excepcionais em termos de impactes tarifários, permite ajustar o perfil de pagamentos ao perfil dos benefícios esperados no futuro, reduzindo a referida subsídição inter-temporal. É neste quadro que a ERSE informa o Governo dos impactes tarifários associados a diferentes cenários de repercussão de custos de política energética, diferenciando parte destes custos para um período de pagamento mais alargado.

O Despacho do Ministro da Economia e da Inovação, de 19 de Setembro, (i) aceita a proposta apresentada pela ERSE relativa à repercussão dos desvios de custos de aquisição de energia eléctrica do comercializador de último recurso, relativos ao final de 2007 e a 2008 e (ii) estabelece a forma de repercussão dos sobrecustos com a produção em regime especial de 2009. O Ministro da Economia e da Inovação determinou que o diferimento de ambas as rubricas é feito por um período de 15 anos com efeitos a partir de 2010.

Naturalmente que esta decisão implica que aqueles custos sejam pagos por todos os consumidores de energia eléctrica por um período de 15 anos, a partir de 2010. Estes custos a pagar no futuro são adicionados aos défices tarifários impostos por anteriores diplomas que limitaram as variações tarifárias das tarifas de venda a clientes finais em 2006 e 2007.

#### **AFECTAÇÃO DO VALOR DO EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO PAGO PELOS CENTROS ELECTROPRODUTORES HÍDRICOS**

O Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio, que aprovou o regime de utilização dos recursos hídricos, estabeleceu no seu artigo 91.º regras específicas sobre a regularização da atribuição dos títulos de utilização dos recursos hídricos às empresas titulares de centros electroprodutores. As disposições atinentes à definição e determinação do valor do referido equilíbrio económico-financeiro foram estabelecidas pelo artigo 92.º do citado diploma, tendo sido o valor do equilíbrio económico-financeiro fixado em € 759 000 000.

Adicionalmente no n.º 3 do artigo 92.º do citado decreto-lei foi determinado que o valor do equilíbrio económico-financeiro, a ser pago pelos titulares dos centros electroprodutores, destina-se a beneficiar os consumidores através da redução do défice tarifário, da estabilização das tarifas e de outras medidas de política energética.

O Ministro da Economia e da Inovação por Despacho de 3 de Outubro de 2008, determina que o montante de € 50 000 000 do valor do equilíbrio económico-financeiro, previsto no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, é afectado à estabilização das tarifas pela redução dos custos de medidas de política energética, em benefício dos consumidores, mais precisamente ao financiamento dos custos com a convergência tarifária de 2009 entre as Regiões Autónomas e o Continente, com repercussão directa na redução da tarifa de Uso Global do Sistema paga por todos os consumidores.

Foi ao abrigo do quadro referido, que o Despacho n.º 11 171/2008, de 17 de Abril, do Ministro da Economia e da Inovação, determinou a afectação do montante de € 466 240 177 à amortização dos défices tarifários associados à limitação de acréscimos em BT e BTN de 2006 e 2007, respectivamente, devidos à entidade concessionária da RNT.

#### **RENDAS DOS MUNICÍPIOS NAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM BAIXA TENSÃO**

Por último, o Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de Novembro, define um novo regime para o cálculo das rendas dos municípios nas concessões de distribuição de electricidade em baixa tensão. As disposições aprovadas têm incidência no valor das rendas a pagar no ano de 2009. As rendas são incorporadas nas tarifas de uso das redes em baixa tensão pagas por todos os consumidores de baixa tensão. As disposições aprovadas beneficiam os consumidores de energia eléctrica em baixa tensão.

#### **REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E DE RELAÇÕES COMERCIAIS DO SECTOR ELÉCTRICO**

O ano de 2007 foi também marcado pela revisão dos Regulamentos Tarifário e de Relações Comerciais do Sector Eléctrico da responsabilidade da ERSE. Esta revisão regulamentar motivada, por um lado, pelo início do novo período de regulação e por outro lado, pelos elevados acréscimos que se têm observado ao nível dos custos particularmente de energia primária, integra um conjunto vasto de alterações que permitem, nomeadamente, (i) aumentar as opções tarifárias de escolha dos consumidores potenciando a optimização das suas facturas eléctricas e gerando benefícios para o sector eléctrico, (ii) aprofundar a regulação das actividades de transporte e distribuição de energia eléctrica introduzindo incentivos a uma gestão mais eficiente das actividades reguladas de redes e consequentemente uma redução relativa dos seus custos, (iii) incentivar a melhoria dos serviços comerciais prestados aos consumidores contribuindo para aumentar a sua satisfação através de uma maior liberdade na prestação de serviços opcionais diferenciados e (iv) aperfeiçoar o cálculo tarifário



através da sincronização dos ajustamentos da tarifa de energia e da tarifa de acesso às redes, entre outros aspectos.

Ainda no que diz respeito a alterações regulamentares, a Proposta de Tarifas e Preços para 2009 submetida ao Conselho Tarifário para parecer incluiu um conjunto de propostas de alteração ao Regulamento Tarifário decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008. Adaptou-se o Regulamento às disposições do Decreto-Lei n.º 165/2008, enquadrando na tarifa de Uso Global do Sistema o pagamento, a partir de 2010, dos desvios de custos de energia de 2007 e 2008 e do sobrecusto da produção em regime especial de 2009.

Assim, as tarifas para 2009 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário publicado pelo Despacho n.º 17 744-A/2007, de 10 de Agosto, e alterado pelo Despacho n.º 22 393/2008, de 29 de Agosto, e ainda as alterações decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008 referidas.

### **3. Principais alterações introduzidas nas tarifas para 2009**

As principais alterações introduzidas nas tarifas para 2009 são as seguintes:

#### **NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS EM BENEFÍCIO DOS CONSUMIDORES**

- Introdução de novas opções tarifárias nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas (criação da opção tarifária tri-horária em Baixa Tensão Normal BTN  $\leq 20,7$  kVA e da opção tarifária tetra-horária em Baixa Tensão Especial BTE e extensão da opção tarifária tetra-horária em Média Tensão MT às Regiões Autónomas).
- Definição de novos períodos horários para o ciclo diário em BTN e BTE para Portugal Continental e em BTN, BTE e MT para as Regiões Autónomas.
- Introdução de uma estrutura tarifária binómia na tarifa de comercialização reduzindo-se os termos fixos aplicáveis.
- Substituição da opção tarifária simples pelas opções tarifárias tri-horárias de médias e longas utilizações para os fornecimentos em Baixa Tensão Normal superiores a 20,7 kVA (BTN  $> 20,7$  kVA).
- Extinção das opções tarifárias dependentes do uso dado à energia eléctrica nas regiões autónomas que apresentam impactes tarifários limitados.

### **VARIABILIZAÇÃO DAS TARIFAS**

- Com vista a obter uma estrutura tarifária mais eficiente e facilitadora de uma dinâmica de mercado introduziu-se uma estrutura tarifária binómia na tarifa de comercialização, no sentido de dar mais peso a termos tarifários directamente ligados ao consumo de energia.
- O mecanismo de convergência para tarifas aditivas foi parametrizado no sentido de possibilitar uma descida dos termos tarifários de potência contratada. Em BTN (consumidores domésticos) estes preços, em euros por cliente por mês, decrescem em 2009 até um máximo de -14,5%.
- Estes decréscimos de preços são compensados com acréscimos noutros preços, nomeadamente de energia, por forma a manter as variações tarifárias médias anunciadas por tipo de consumidor, contribuindo-se assim para uma utilização mais eficiente da energia eléctrica.

### **APERFEIÇOAMENTO DO CÁLCULO TARIFÁRIO**

- Sincronização dos ajustamentos da tarifa de energia e da tarifa de acesso às redes compensando-se os ajustamentos de energia da produção ordinária, com os ajustamentos dos sobrecustos de energia de origem renovável.
- Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para tarifas aditivas.
- Fusão das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Redes.
- Inclusão do subsídio atribuído à actual tarifa Social na tarifa de Uso Global do Sistema como um custo decorrente de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.

### **INTRODUÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA A UMA GESTÃO MAIS EFICIENTE DAS ACTIVIDADES REGULADAS**

- Definição para a actividade de transporte de metas de eficiência para o período de regulação aplicáveis aos custos operacionais base e de valores de referência para os custos incrementais de manutenção aplicáveis aos novos investimentos.
- Definição para as actividades de redes de distribuição de Portugal Continental e das Regiões Autónomas de metas de eficiência para o período de regulação aplicáveis aos custos operacionais e contratualização de custos de capital para o período de regulação.
- Definição para as actividades de comercialização dos comercializadores de último recurso de Portugal Continental e das Regiões Autónomas de metas de eficiência para o período de regulação aplicáveis aos custos operacionais.

- Indexação do custo de capital de cada uma das actividades reguladas às Obrigações do Tesouro a 10 anos.
- Consideração na actividade de transporte de energia eléctrica de uma taxa de remuneração a aplicar aos novos investimentos, por forma a incentivar o desenvolvimento de infra-estruturas estruturantes em linha com os objectivos da política energética nacional e europeia.

#### **EFEITOS DA LEI N.º 12/2008**

- Diminuição da base de activos a amortizar e a remunerar em 2009 nas actividades de distribuição de energia eléctrica em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas em resultado da proibição de cobrança dos custos com contadores estabelecida pela Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro. Assim, os custos com contadores deixam de estar incluídos nas tarifas de energia eléctrica.
- Incorporação da diminuição da base de activos a amortizar e a remunerar em 2008 nas actividades de distribuição de energia eléctrica em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas em resultado da proibição de cobrança dos custos com contadores estabelecida pela Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, com efeitos 90 dias após a sua publicação. Assim, os efeitos em 2008 da aplicação da Lei n.º 12/2008 são integralmente incluídos nas tarifas de energia eléctrica.
- Aumentos de custos da comercialização de último recurso em 2009 associados à facturação mensal, estabelecida pela Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, nas situações em que as partes não acordaram outra periodicidade.

#### **EFEITOS DA ESTABILIDADE TARIFÁRIA**

- Adiamento da repercussão dos desvios de custos de aquisição de energia eléctrica do comercializador de último recurso, relativos a 2007 e 2008, por um período de 15 anos com efeitos a partir de 2010, em resultado do Decreto-Lei n.º 165/2008 e do Despacho do Ministro da Economia e da Inovação, de 19 de Setembro.
- Adiamento dos sobrecustos com a produção em regime especial de 2009 por um período de 15 anos com efeitos também a partir de 2010, em resultado do Decreto-Lei n.º 165/2008 e do Despacho do Ministro da Economia e da Inovação, de 19 de Setembro.

#### **AFECTAÇÃO DO VALOR DO EQUILÍBRIO ECONÓMICO-FINANCEIRO PAGO PELOS CENTROS ELECTROPRODUTORES HÍDRICOS**

- Afectação do montante de € 50 000 000 do valor do equilíbrio económico-financeiro pago pelos centros electroprodutores hídricos, previsto no artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007,

à estabilização das tarifas de energia eléctrica através do pagamento de parte dos custos com a convergência tarifária de 2009 entre as Regiões Autónomas e o Continente, com repercussão directa na redução da tarifa de Uso Global do Sistema paga por todos os consumidores.

#### **EFEITOS DAS RENDAS DOS MUNICÍPIOS NAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM BAIXA TENSÃO**

- Redução das rendas de concessão em baixa tensão a incorporar na tarifa de Acesso às Redes em Baixa Tensão em resultado das disposições estabelecidas no Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de Novembro, que define um novo regime para o cálculo das rendas dos municípios nas concessões de distribuição de electricidade em baixa tensão.

Os valores das tarifas para 2009 têm em consideração os valores dos custos e investimentos registados em 2007, estimados para 2008 e os previstos para 2009, enviados pelas empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas, bem como os parâmetros de regulação agora estabelecidos para o período 2009-2011. Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores actualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2009.

#### 4. Tarifas e preços aprovados para 2009

As tarifas aprovadas para 2009 são as seguintes:

- Tarifas de Venda a Clientes Finais
  - Tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar em Portugal Continental
  - Tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar na Região Autónoma dos Açores
  - Tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar na Região Autónoma da Madeira
- Tarifas de Acesso às Redes
- Tarifas por actividade regulada
  - Tarifa de Energia
  - Tarifas de Uso Global do Sistema
  - Tarifas de Uso da Rede de Transporte
  - Tarifas de Uso das Redes de Distribuição
  - Tarifas de Comercialização

Para além dos preços das tarifas, são aprovados os preços dos seguintes serviços regulados:

- Serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia.
- Leitura extraordinária.
- Quantia mínima a pagar em caso de mora.
- Valor limite a pagar pelos clientes devido a investigações decorrentes de reclamações relativas à qualidade da onda de tensão quando os requisitos mínimos de qualidade são observados, ou não o são por razões imputáveis ao reclamante.
- Quantia exigível ao cliente quando este não se encontra nas suas instalações durante o período acordado com o distribuidor para a realização de visita às suas instalações, nas Regiões Autónomas.
- Quantia exigível ao cliente quando se verificar que a avaria comunicada ao distribuidor se situa na instalação de utilização do cliente e é da sua responsabilidade, nas Regiões Autónomas.

## 5. Variações das tarifas de Venda a Clientes Finais entre 2008 e 2009

As tarifas de Venda a Clientes Finais são aplicadas pelos comercializadores de último recurso.

A variação das tarifas de Venda a Clientes Finais, em Portugal Continental, é diferenciada por nível de tensão e tipo de fornecimento da seguinte forma:

	<b>Variação 2009/2008</b>
<b>Tarifas de Venda a Clientes Finais</b>	<b>4,9%</b>
Venda a Clientes Finais em MAT	5,9%
Venda a Clientes Finais em AT	5,9%
Venda a Clientes Finais em MT	5,9%
Venda a Clientes Finais em BT	4,4%
Venda a Clientes Finais em BTE	4,8%
Venda a Clientes Finais em BTN	4,3%

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

	<b>Variação 2009/2008</b>
<b>Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA</b>	<b>5,5%</b>
Venda a Clientes Finais em MT	5,3%
Venda a Clientes Finais em BT	5,6%
Venda a Clientes Finais em BTE	4,2%
Venda a Clientes Finais em BTN	5,7%

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

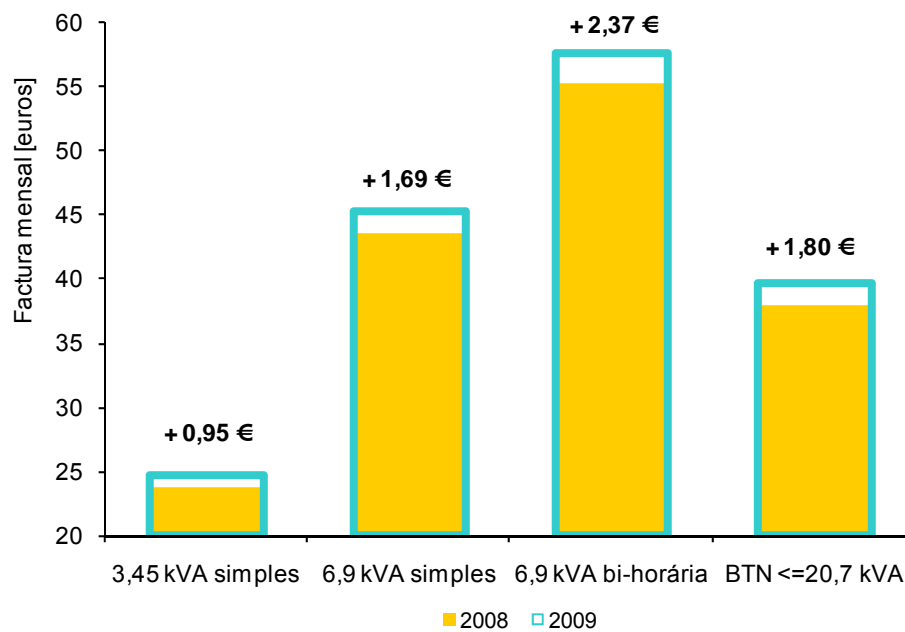
	<b>Varição 2009/2008</b>
<b>Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM</b>	<b>4,4%</b>
Venda a Clientes Finais em MT	2,5%
Venda a Clientes Finais em BT	4,7%
Venda a Clientes Finais em BTE	1,9%
Venda a Clientes Finais em BTN	5,4%

Importa referir que, apesar da convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e o Continente estar implementada em termos médios, observam-se variações diferenciadas resultantes das estruturas de consumo serem distintas.

#### **IMPACTES DAS VARIAÇÕES TARIFÁRIAS NAS FACTURAS MÉDIAS DOS CLIENTES**

Na figura seguinte apresentam-se para vários consumidores domésticos típicos (clientes de BTN<=20,7 kVA) o impacte das variações tarifárias anunciadas na factura mensal dos clientes.

**Figura 1 – Impacte das variações tarifárias anunciadas na factura mensal de consumidores domésticos típicos**



BTN <= 20,7 kVA	3,45 kVA simples	6,9 kVA simples	6,9 kVA bi-horária	BTN <= 20,7 kVA <sup>1</sup>
N.º clientes	2.729.143	1.076.212	254.622	5.544.022
Consumo anual / cliente [kWh]	1.776	3.215	4.844	2.947

\*Nota: os valores apresentados incluem IVA.

<sup>1</sup> Inclui todos os consumidores domésticos da tarifa de Venda a Clientes Finais



## 6. Novas possibilidades de optimização das facturas dos clientes

### NOVOS PERÍODOS HORÁRIOS

Com vista à obtenção de um sistema tarifário mais eficiente e minimizador de subsidias cruzadas entre consumidores, a aprovação das tarifas inclui a adequação dos períodos horários actualmente utilizados para o ciclo diário em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores.

Os novos períodos horários são mais adequados à actual realidade do mercado tendo em conta, nomeadamente, a integração no MIBEL, que permite algum desfasamento horário dos períodos de maior procura face aos que estão em vigor.

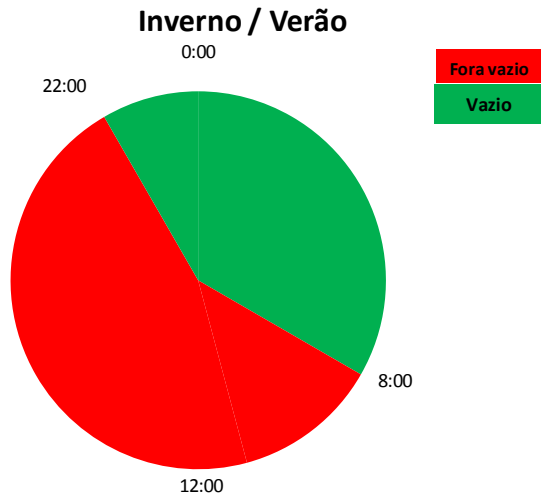
Os novos períodos horários são mais vantajosos, nomeadamente para os consumidores domésticos na medida em que o período de vazio nocturno de preços mais baratos é antecipado 1 hora, passando a iniciar-se às 22H00.

São oferecidas aos consumidores tarifas de energia eléctrica com estruturas distintas, a saber:

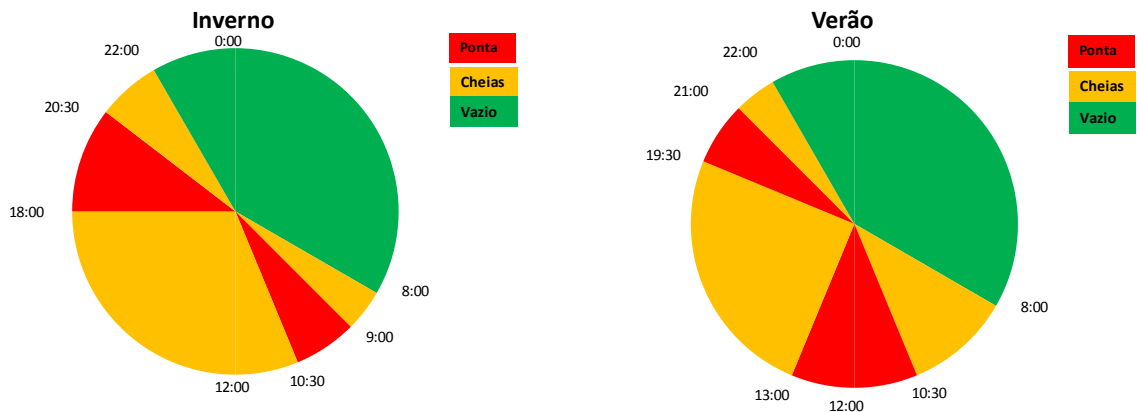
- Tarifa Simples – O valor da energia consumida apresenta um único preço independentemente do período horário de consumo
- Tarifa Bi-horária – O valor da energia consumida apresenta dois preços distintos consoante o período horário de consumo seja de “Vazio” (horas de preços de energia reduzidos) ou “Fora de Vazio” (horas de preços de energia mais elevados)
- Tarifa Tri-horária - O valor da energia consumida apresenta três preços distintos consoante o período de consumo seja “Vazio” (horas de preços de energia reduzidos), “Cheias” (horas de preços de energia intermédios) e “Ponta” (horas de preços de energia mais elevados)
- Tarifa Tetra-horária (aplicável aos fornecimentos superiores a 41,4 kW) - O valor da energia consumida apresenta quatro preços distintos consoante o período de consumo seja “Super vazio” (horas de preços de energia mais reduzidos), “Vazio normal” (horas de preços de energia reduzidos), “Cheias” (horas de preços de energia intermédios) e “Ponta” (horas de preços de energia mais elevados)

Os novos períodos horários são os seguintes:

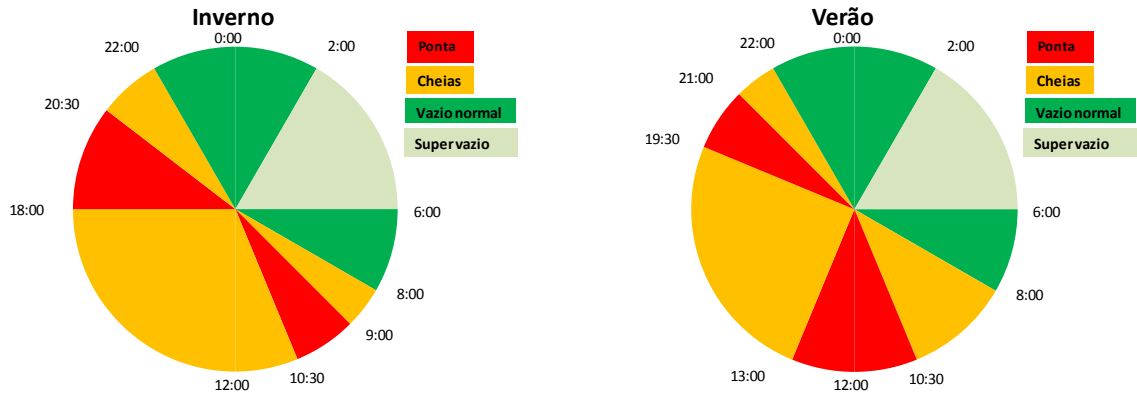
### NOVOS PERÍODOS HORÁRIOS DA OPÇÃO TARIFÁRIA BI-HORÁRIA



### NOVOS PERÍODOS HORÁRIOS DA OPÇÃO TARIFÁRIA TRI-HORÁRIA



## NOVOS PERÍODOS HORÁRIOS DA OPÇÃO TARIFÁRIA TETRA-HORÁRIA



## NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS PARA OS CONSUMIDORES DOMÉSTICOS

Introduz-se a partir de 2009 uma nova opção tarifária tri-horária para os fornecimentos em BTN com potências contratadas superiores ou iguais a 3,45 kVA e inferiores ou iguais a 20,7 kVA.

A introdução desta opção tarifária tri-horária, para além de incentivar a transferência de consumos para o período de vazio, à semelhança da bi-horária, fomenta a redução de consumos nos períodos de ponta onde se registam, por um lado, os preços de energia mais elevados e, por outro lado, a necessidade de novos investimentos de capacidade em infra-estruturas de rede.

Os consumidores domésticos em baixa tensão normal têm 3 opções tarifárias disponíveis:

- Tarifa Simples (um único preço de energia),
- Tarifa Bi-horária (dois preços de energia em função do período horário),
- Tarifa Tri-horária (três preços de energia em função do período horário).

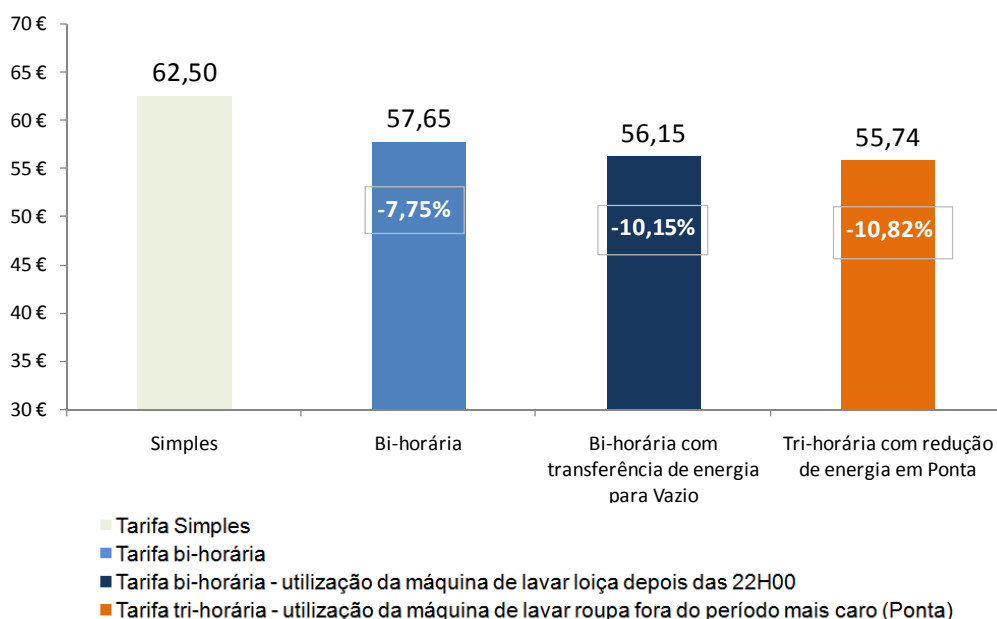
## OPTIMIZAÇÃO DA FACTURA DOS CONSUMIDORES DOMÉSTICOS

A redução da factura eléctrica pode ser alcançada escolhendo, entre as três opções tarifárias disponíveis, a mais favorável e alterando os comportamentos na utilização dos equipamentos eléctricos.

Por exemplo, uma família com uma potência contratada de 6,9 kVA e um perfil de consumo típico tem uma factura eléctrica de 62,5 euros por mês, em média, na opção tarifária Simples. Se essa família mudar para a opção tarifária Bi-horária a sua factura eléctrica passará a ser de 57,65 euros por mês, poupando 7,75%. Se adicionalmente transferir, por exemplo, a utilização da máquina de lavar loiça para depois das 22H00 passará a pagar 56,15 euros por mês. Se, em alternativa, mudar para a

opção Tri-horária e reduzir a sua energia em períodos de ponta, por exemplo utilizando a máquina de lavar roupa fora do período de ponta, passará a gastar 55,74 euros por mês, poupando 10,82% face à opção tarifária Simples.

### Facturação mensal considerando a optimização dos consumos (utilização de equipamentos eléctricos no vazio)



Nota: os valores apresentados incluem IVA.

A simulação efectuada considera o consumo de uma família típica fornecida em Baixa Tensão Normal com potência contratada de 6,9 kVA e um consumo de 4 844 kWh.

### NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS PARA OS CONSUMIDORES EMPRESARIAIS (BTE)

A ERSE introduz, a partir de 2009, uma nova opção tarifária com quatro períodos horários na BTE, substituindo a opção tri-horária, promovendo o alargamento das opções de escolha dos consumidores e incentivando a criatividade por parte dos comercializadores a operar no mercado retalhista. O período horário adicional é criado através da divisão do período actual de vazio (duração de 10 horas por dia) em dois períodos: vazio normal (com a duração de 6 horas) e super vazio (duração de 4 horas). Com esta decisão alarga-se à BTE a actual estrutura das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT, AT e MAT.

Esta opção permite aumentar o grau de transparência na formação e fixação das tarifas e melhorar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas, melhorando-se a aderência

das tarifas aos custos e promovendo-se a eficiência económica na utilização das redes e da energia eléctrica.

A tarifa de baixa tensão especial BTE aplica-se aos fornecimentos com potência contratada superior a 41,4 kW. Encontram-se nesta tarifa cerca de 28,7 mil consumidores empresariais de pequena e média dimensão (indústria, comércio e serviços).

#### **NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS NAS TARIFAS APLICÁVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

Com o intuito de introduzir novas melhorias na estrutura tarifária, possibilitar a redução da factura de electricidade paga pelos consumidores, dinamizar o fornecimento comercial, tirar o maior partido dos equipamentos de contagem que estão a ser instalados e aperfeiçoar os sinais de preço transmitidos, a ERSE aprova um conjunto de melhorias a aplicar nas Regiões Autónomas, tais como a criação da opção tri-horária em  $BTN \leq 20,7$  kVA, da opção tetra-horária em BTE e da opção tarifária tetra-horária em MT bem como a extinção da opção tarifária simples em  $BTN > 20,7$  kVA e das opções tarifárias dependentes do uso.

Estas alterações contribuem para a uniformidade da aplicação das tarifas a todo o território nacional fomentando a convergência tarifária entre Portugal Continental e as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

## 7. Análise da convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e Portugal continental

Em 2009 encontra-se assegurada a convergência tarifária em preço médio entre as Regiões Autónomas e Portugal continental.

Os preços médios das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira por tipo de fornecimento, em 2009, em percentagem dos preços médios em Portugal continental e corrigidos da estrutura de consumos, são os seguintes:

Tipo de fornecimento	TVCF A/TVCF	TVCF M/TVCF
<b>MT</b>	100	100
<b>BT</b>	100	100
<b>BTE</b>	100	100
<b>BTN &gt;</b>	102	99
<b>BTN &lt; (s/ IP)</b>	101	100
<b>IP</b>	81	100
<b>Global MT e BT</b>	100	100

TVCF A/TVCF – Relação entre as tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores e as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental para o mesmo conjunto de quantidades.

TVCF M/TVCF – Relação entre as tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira e as tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal Continental para o mesmo conjunto de quantidades.

O impacto do mecanismo de convergência tarifária nas Tarifas de Venda a Clientes Finais no Continente e nas Regiões Autónomas observa-se por comparação das tarifas propostas com as tarifas que seria necessário praticar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos actualmente permitidos às respectivas empresas. Esse impacto é o seguinte:

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
<b>Continente</b>	2,7%	4,9%
<b>Região Autónoma dos Açores</b>	63,5%	5,5%
<b>Região Autónoma da Madeira</b>	52,3%	4,4%

## 8. Introdução de metas de eficiência a uma gestão mais eficiente das actividades reguladas

Para o próximo período de regulação são introduzidos incentivos a uma gestão mais eficiente das actividades reguladas, através da fixação de metas de eficiência com impacto nos custos das actividades aceites para efeitos de tarifas.

No quadro seguinte apresentam-se os ganhos médios anuais (em termos reais) de eficiência exigidos no período de 2009 a 2011 para os custos operacionais unitários (por unidade de energia eléctrica entregue) para cada uma das actividades reguladas de redes de transporte e de distribuição em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.

	Metas de eficiência para a redução de custos valores anuais de 2009-2011 %
Continente	
Transporte	3,0%
Distribuição	3,5%
Região Autónoma dos Açores	
Redes	5,0%
Região Autónoma da Madeira	
Redes	4,8%

No quadro seguinte apresentam-se os valores de custo de capital reconhecidos às actividades reguladas de redes e de comercialização.

Face à elevada instabilidade dos mercados financeiros optou-se por uma estratégia defensiva, de menor exposição do custo de capital à incerteza que caracteriza a evolução das taxas de juro de mercado.

Assim, optou-se por indexar o custo de capital às Obrigações do Tesouro a 10 anos. A rentabilidade anual das Obrigações do Tesouro será calculada com base na média das rentabilidades diárias das Obrigações do Tesouro com maturidade de 10 anos dos últimos doze meses, terminados no mês de Agosto do ano de publicação das tarifas, inclusive.

O custo de capital tem a seguinte composição:

CC = Componente variável + Componente Fixa

CC = Rendibilidade OT 10 anos + “spread”

	Obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos em 2009	Prémio sobre as OT a 10 anos para o período de regulação 2009-2011	Custo de capital em 2009
	%	%	%
	(1)	(2)	(3) = (1) + (2)
<b>Continente</b>			
Transporte			
Investimentos não valorizados a preços de referência	4,55%	3,00%	7,55%
Investimentos valorizados a preços de referência	4,55%	4,50%	9,05%
Distribuição + Comercialização	4,55%	4,00%	8,55%
<b>Região Autónoma dos Açores</b>			
Distribuição + Comercialização	4,55%	4,00%	8,55%
<b>Região Autónoma da Madeira</b>			
Distribuição + Comercialização	4,55%	4,00%	8,55%



## 9. Custo de capital dos novos investimentos da REN

O actual momento da construção do mercado interno de energia na União Europeia tem tornado evidente a necessidade de incentivar o aumento da capacidade das infra-estruturas de redes energéticas por toda a Europa. Os três pilares do modelo energético europeu que se perspectiva para o futuro assentam nos seguintes eixos: segurança de abastecimento, competitividade e sustentabilidade. E todos eles reforçam a importância do investimento em infra-estruturas.

Mais capacidade de transporte na Europa contribui favoravelmente para a segurança de abastecimento diminuindo congestionamentos e facilitando a ligação das zonas de produção às zonas de consumo. Do mesmo modo, mais infra-estruturas de rede permite unir e integrar mercados o que, por sua vez, potencia a concorrência e se reflecte em preços de energia mais competitivos em benefício dos consumidores. Por outro lado, a necessidade de promover um desenvolvimento económico sustentado assente em tecnologias de geração de energia menos poluentes, numa lógica de descarbonização da sociedade, exige também mais infra-estruturas de rede.

É neste novo paradigma que se torna fundamental dinamizar novos investimentos nas redes de transporte de energia em toda a Europa. Atenta a estas necessidades, a ERSE considerou justificável determinar, desde já, o custo de capital antes de impostos, aplicável aos novos investimentos que sejam valorizados a preços de referência, acolhendo assim, o comentário do Conselho Tarifário.

Com efeito, a ERSE apresentou a consulta pública em Junho de 2008 uma proposta de revisão regulamentar que contemplava uma nova metodologia regulatória da qual se destaca a introdução de mecanismos de incentivo ao investimento eficiente, em linha com as melhores práticas europeias. Em muitos países europeus os reguladores têm vindo a adoptar taxas de remuneração distintas para os novos investimentos, quer em função de alteração de modelos regulatórios, quer pela necessidade de estimular o investimento por razões que decorrem da promoção da concorrência, do reforço das interligações transfronteiriças, da segurança de abastecimento e das políticas de investimento em energias renováveis.

É neste quadro que a ERSE introduz no período regulatório 2009-2011 um conjunto de incentivos que tendam a promover uma gestão eficiente. Entre estes, encontra-se o mecanismo de incentivo ao investimento eficiente nas redes de transporte, que se baseia na valorização dos novos equipamentos a integrar nas redes através de preços de referência.

Embora a definição dos preços de referência esteja ainda dependente do estudo relativo aos custos de investimento praticados pela REN, que será promovido pela ERSE e realizado por uma entidade externa, o novo mecanismo de incentivo será aplicado ao longo de todo o período regulatório.

No actual contexto, as crescentes preocupações associadas às questões ambientais que se materializam em maiores dificuldades à concretização de investimentos, têm vindo a aumentar o risco da envolvente da actividade da REN. Os impactes deste contexto no agravamento dos custos de investimento em equipamentos da Rede Nacional de Transporte poderão não estar contemplados nos proveitos permitidos da empresa, quando a regulação é baseada na definição de preços de referência.

Este tipo de risco não é novo. A sociedade tem vindo a demonstrar uma maior sensibilidade e uma menor aceitação a todo o tipo de investimentos que sejam percebidos como podendo afectar a qualidade de vida das populações, nomeadamente no que diz respeito ao ambiente e ao ordenamento do território. Por outro lado, os decisores políticos têm vindo a contemplar estas preocupações com maior acuidade na produção legislativa. Os investimentos que a REN realiza, designadamente os investimentos em linhas de alta tensão, têm vindo, justamente, a ser alvo deste tipo de preocupações. Grande parte das dificuldades mencionadas traduzem-se, naturalmente, em custos acrescidos para o operador da rede de transporte, quer na vertente investimento quer na vertente administrativa.

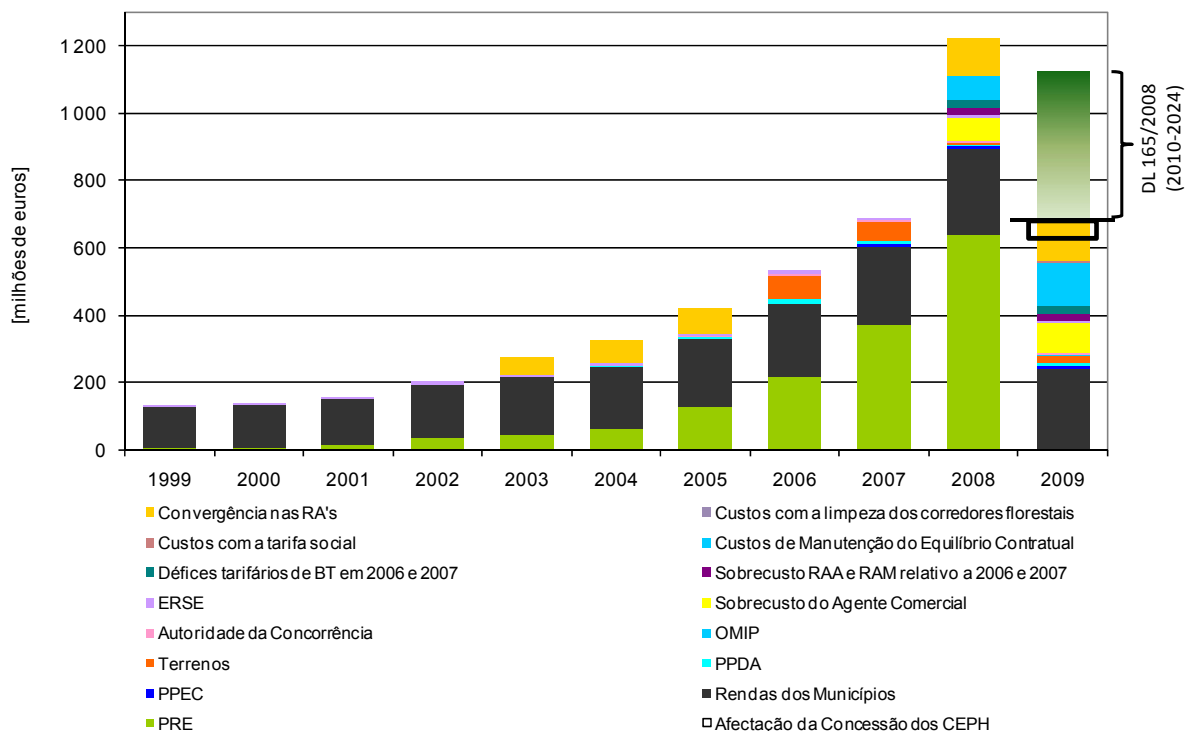
Para além do efeito directo no aumento do risco sistemático da REN, que deverá ser contemplado no custo de capital, a implementação da nova metodologia potencia a geração de ganhos para o sector eléctrico que a ERSE considera adequado partilhar entre os consumidores e a REN. É entendimento da ERSE que os ganhos gerados se materializem na redução dos custos dos futuros investimentos face ao nível dos actuais custos de investimentos. Com efeito, importa repercutir no custo de capital a parcela de benefícios a que corresponde um prémio para os ganhos de eficiência da REN.

Na definição do custo de capital a aplicar aos novos investimentos, a ERSE ponderou os princípios atrás enunciados, que sustentam a fixação de um prémio para os novos investimentos superior àquele que irá vigorar para os investimentos em exploração, reconhecendo-se desta forma o incentivo para uma gestão mais eficiente e uma economia de custos a favor do sector eléctrico, com repercussões directas na redução da factura dos consumidores.

Deste modo, o custo de capital, antes de impostos, para os investimentos valorizados a preços de referência, a vigorar ao longo do período regulatório 2009-2011, é calculado pela adição de 450 pontos base à taxa das OT a 10 anos, determinada de acordo com o estabelecido para o custo de capital das actividades de transporte e de distribuição. Assim, para 2009, este cálculo resulta em que o custo de capital seja de 9,05%.

## 10. Custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2009

O gráfico seguinte apresenta a evolução dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia eléctrica. Nos últimos anos estes custos têm vindo a aumentar continuamente. O significativo aumento dos custos de energia da produção em regime ordinário contribui para a redução dos sobrecustos com a produção em regime especial a observar em 2009. O diferimento dos sobrecustos com a produção em regime especial nos termos estabelecidos pelo Decreto-Lei n.º 165/2008 e pelo Despacho do Ministro da Economia e da Inovação, de 19 de Setembro, origina uma redução substancial dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia eléctrica de 2009. Este diferimento de custos será incorporado na tarifa de Uso Global do Sistema dos próximos 15 anos com efeitos a partir de 2010. Por último importa acrescentar que parte dos custos com a convergência tarifária de 2009 entre as Regiões Autónomas e o Continente (€ 50 000 000) é pago através do valor do equilíbrio económico-financeiro pago pelos centros electroprodutores hídricos (CEPH), nos termos do artigo 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007.



No quadro seguinte apresenta-se o peso dos custos de interesse económico geral nas tarifas de Venda a Clientes Finais de 2009.

	CIEG em % TVCF2009
Rendas municípios	4,1%
Sobrecusto PRE	1,6%
Sobrecusto RAA e RAM	1,9%
Sobrecusto do Agente Comercial	1,5%
Sobrecusto RAA e RAM relativo a 2006 e 2007	0,4%
Défices tarifários de BT (2006) e BTN (2007)	0,4%
Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual	2,3%
Afectação Concessões Centrais Hídricas	-0,9%
DL 165/2008 (PRE 2009)	-7,6%
PPDA, PPEC, Terrenos CEP-DPH, OMIP e OMI CLEAR, AdC, ERSE, Tarifa social, Limpeza de corredores florestais	1,0%
<b>Total</b>	<b>4,8%</b>

## 11. Desvios e défices tarifários

No quadro seguinte apresentam-se os défices tarifários reconhecidos nas tarifas de energia eléctrica para 2009 de anos anteriores, a saber: (i) défices tarifários de BT e BTn de 2006 e 2007, respectivamente, (ii) custos com a convergência tarifária entre as regiões autónomas e o continente relativos a 2006 e 2007.

Aos défices tarifários do passado acrescem os desvios relativos aos desvios de energia do final de 2007 e de 2008 e a limitação dos custos com a produção em regime especial em 2009, no âmbito do Decreto-Lei n.º 165/2008.

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

	Saldo em dívida em 31-12-2008	Valores incluídos nas tarifas de 2009	Saldo em dívida em 31-12-2009
<b>RAA (Electricidade dos Açores)</b>	<b>103 479</b>	<b>14 850</b>	<b>94 266</b>
Convergência tarifária de 2006	36 484	5 236	33 236
Convergência tarifária de 2007	66 995	9 614	61 030
<b>RAM (Empresa de Electricidade da Madeira)</b>	<b>57 656</b>	<b>8 274</b>	<b>52 523</b>
Convergência tarifária de 2006	13 338	1 914	12 151
Convergência tarifária de 2007	44 318	6 360	40 372
<b>EDP Serviço Universal</b>	<b>163 855</b>	<b>23 514</b>	<b>149 267</b>
Défice de BT de 2006	118 775	17 045	108 200
Continente	114 143	16 380	103 980
Regiões Autónomas	4 632	665	4 220
Défice de BTn de 2007	45 080	6 469	41 067
Continente	43 320	6 217	39 463
Regiões Autónomas	1 760	253	1 604
<b>Total dos défices tarifários de 2006 e 2007</b>	<b>324 991</b>	<b>46 637</b>	<b>296 055</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>			<b>1 723 151</b>
Desvios de energia de 2007 e 2008			1 275 682
Diferencial do custo com a Produção em Regime Especial em 2009			447 469
<b>Total</b>			<b>2 019 206</b>

O saldo em dívida em 2008 inclui as amortizações correntes dos défices tarifários transitados de 2007 e a afectação de parte do valor do equilíbrio económico-financeiro associado aos direitos de utilização do domínio hídrico afecto às centrais hidroeléctricas (466.240.177 €)

Importa referir que as tarifas para 2009 recuperam todos os custos previstos para esse ano, sendo recuperados, sem quaisquer limitações, a totalidade dos proveitos permitidos das várias actividades reguladas do sector eléctrico. Os défices e desvios tarifários apresentados no quadro dizem respeito a exercícios tarifários anteriores a 2009.

Lisboa, 15 de Dezembro de 2008