

**PLANO DE COMPATIBILIZAÇÃO REGULATÓRIA NO ÂMBITO DO MIBEL**  
**HARMONIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE**  
**ACESSO ÀS REDES**



## ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO .....	1
2.	ANÁLISE DA SITUAÇÃO ACTUAL DE ESPANHA E PORTUGAL.....	2
2.1.	<i>Ponto de situação do mercado retalhista .....</i>	<i>2</i>
2.1.1.	<i>Espanha .....</i>	<i>2</i>
2.1.2.	<i>Portugal .....</i>	<i>4</i>
2.2.	<i>Descrição dos sistemas tarifários .....</i>	<i>7</i>
2.2.1.	<i>Espanha .....</i>	<i>7</i>
2.2.2.	<i>Portugal .....</i>	<i>12</i>
2.3.	<i>Caracterização dos sistemas tarifários de Espanha e Portugal em 2010 .....</i>	<i>16</i>
2.3.1.	<i>Caracterização dos custos .....</i>	<i>16</i>
2.3.2.	<i>Caracterização da procura .....</i>	<i>19</i>
3.	PROPOSTA DE HARMONIZAÇÃO DE METODOLOGIAS PARA O ESTABELECIMENTO DE TARIFAS DE ACESSO E TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO.....	22
3.1.	<i>Procedimento para o estabelecimento de tarifas .....</i>	<i>22</i>
3.1.1.	<i>Procedimento para estabelecer e rever a metodologia .....</i>	<i>22</i>
3.1.2.	<i>Procedimento de aprovação e de revisão dos preços das tarifas de acesso .....</i>	<i>22</i>
3.2.	<i>Princípios gerais para estabelecer tarifas .....</i>	<i>23</i>
3.3.	<i>Critérios de afectação/variáveis de facturação .....</i>	<i>23</i>
3.3.1.	<i>Custos de redes.....</i>	<i>24</i>
3.3.2.	<i>Custos de Comercialização de Redes.....</i>	<i>24</i>
3.3.3.	<i>Restantes custos de acesso .....</i>	<i>25</i>
4.	PROPOSTAS ADICIONAIS DE HARMONIZAÇÃO REGULATÓRIA .....	25
4.1.	<i>Simetria de funções e competências dos reguladores ERSE e CNE .....</i>	<i>25</i>
4.2.	<i>Âmbito de aplicação do fornecimento de último recurso .....</i>	<i>26</i>
4.3.	<i>Produção em regime especial e sustentabilidade do sector eléctrico.....</i>	<i>27</i>
4.4.	<i>Medidas para evitar défice de tarifas .....</i>	<i>28</i>



## **1. INTRODUÇÃO**

No Plano para compatibilizar a regulação do sector energético entre Espanha e Portugal, assinado entre o Ministro da Indústria, Turismo e Comércio de Espanha e o Ministro da Economia e da Inovação de Portugal a 8 de Março de 2007, foi solicitado ao Conselho de Reguladores uma metodologia harmonizada para o cálculo das tarifas de Acesso. No referido Plano indica-se que para garantir um custo de acesso uniforme a nível ibérico, os governos acordaram em criar mecanismos de articulação e harmonização das tarifas de acesso, para aplicar em primeira instância ao segmento dos grandes clientes de electricidade.

No presente documento apresenta-se uma proposta de harmonização da metodologia tarifária (capítulo 3), que deveria aplicar-se em ambos os países.

Em particular, apresenta-se uma proposta sobre o procedimento para estabelecer tarifas, sobre o mecanismo de aprovação e revisão das tarifas, sobre os princípios gerais de tarifas e sobre os critérios de afectação dos custos para estabelecer as tarifas de acesso e as suas variáveis de facturação. Estes aspectos são considerados fundamentais em qualquer metodologia tarifária, o que explica a sua aplicação de forma transparente em ambos os casos. Tudo com o objectivo de obter tarifas de acesso suficientes, aditivas e que forneçam sinais de eficiência ao consumo e à utilização de redes em cada sistema, tendo em conta em cada país a caracterização dos custos correspondentes em função das características da sua rede, dos seus objectivos de política energética e das especificidades de outros custos incluídos nas tarifas de acesso que pagam os consumidores de cada país. Também são incluídas propostas de harmonização adicionais (capítulo 4), relativas a simetria necessária nas competências tarifárias dos reguladores sectoriais ERSE e CNE, nos termos expressos na Directiva 2009/72/CE, de 13 de Julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 2003/54/CE, ao âmbito de aplicação da Tarifa de Último Recurso (TUR) nos termos especificados no Convénio Internacional, ao controlo e actualização de desvios de custos significativos, associados à volatilidade do preço de mercado, ao controlo do sobrecusto da produção em regime especial e a disciplina tarifária necessária para evitar a criação de défice ex-ante ou a transferência de custos imputáveis ao exercício para anos futuros. Entre outros aspectos pendentes de revisão futura na harmonização da regulação de ambos os sistemas, cabe assinalar o âmbito de aplicação das tarifas de acesso, nomeadamente o pagamento do acesso à rede pelos produtores e, caso seja considerado necessário, a aplicação de tarifas de acesso com discriminação horária à bombagem.

A proposta de harmonização é precedida (capítulo 2) de uma análise da evolução recente do mercado retalhista em ambos os países e do défice tarifário. Adicionalmente, caracteriza-se cada sistema tarifário, quer em termos da definição da estrutura das tarifas de acesso e das TUR, quer em termos dos custos de actividades incluídos nos preços regulados de cada país.

Conforme assinalado no Acordo que modifica o Convénio Internacional relativo à constituição de um mercado ibérico de energia eléctrica entre o Reino de Espanha e a República Portuguesa, de 1 de Outubro de 2004, assinado em Braga a 18 de Janeiro de 2008, as Partes, mediante os acordos que considerem necessários tenderão à harmonização das suas respectivas estruturas de tarifas de último recurso e tarifas de acesso. Neste sentido, o objectivo a médio prazo deve ser o da harmonização total das estruturas das tarifas de acesso e das tarifas de último recurso entre ambos os países.

Para se efectuar a presente proposta foi realizada uma consulta pública, a 25 de Setembro de 2008, sobre as regras que deveriam ser utilizadas no processo de aprovação e definição das tarifas de acesso, tendo como objectivo a sua harmonização no âmbito do MIBEL. Em particular, os agentes foram consultados sobre os procedimentos de aprovação, quer das metodologias de cálculo, quer das tarifas de acesso às redes, os princípios gerais e critérios de afectação que devem reger o cálculo tarifário, o âmbito de aplicação e procedimento de cálculo das TUR, assim como um conjunto adicional de aspectos considerados importantes para o MIBEL.

O resumo dos comentários recebidos dos agentes na consulta encontra-se nas páginas de internet da ERSE e da CNE.

## **2. ANÁLISE DA SITUAÇÃO ACTUAL DE ESPANHA E PORTUGAL**

### **2.1. Ponto de situação do mercado retalhista**

#### **2.1.1. Espanha**

O sistema eléctrico espanhol iniciou o seu processo de liberalização no início de 1998, com a implementação de um calendário progressivo<sup>1</sup> de elegibilidade para os clientes em função do nível de consumo e/ou tensão de fornecimento. Este processo de abertura de mercado termina a 1 de Janeiro de 2003 (data em que todos os consumidores podem comprar a sua energia em mercado). No entanto, não foi efectivo até ao passado 1 de Julho de 2009, com a eliminação das tarifas integrais.

Até a eliminação das tarifas integrais o consumidor podia optar por permanecer no mercado regulado e pagar a respectiva tarifa, ou negociar o seu fornecimento no mercado livre. Este processo permitiu uma transição gradual dos consumidores para o mercado, mas introduziu um certo risco de aparecimento de défice nas tarifas, na medida em que cada consumidor procuraria a opção - mercado ou tarifa integral - em que obteria um menor preço.

Nos primeiros anos da liberalização, entre 1998 e 2001, as tarifas integrais reflectiram os custos de fornecimento. A este respeito assinala-se que, nesta primeira etapa, o incremento dos custos foi moderado e a procura observou um forte acréscimo, em torno dos 20%.

A partir do ano de 2002, especialmente desde 2005, o aumento exponencial dos custos de produção neste período não foi transferido adequadamente para as tarifas integrais. Isso teve como consequência, por um lado, o aparecimento de desvios tarifários e, por outro lado, o retorno massivo dos clientes de mercado ao regime de tarifa integral.

---

<sup>1</sup> Na abertura do mercado, o calendário de liberalização do sector eléctrico em Espanha distingue quatro etapas:

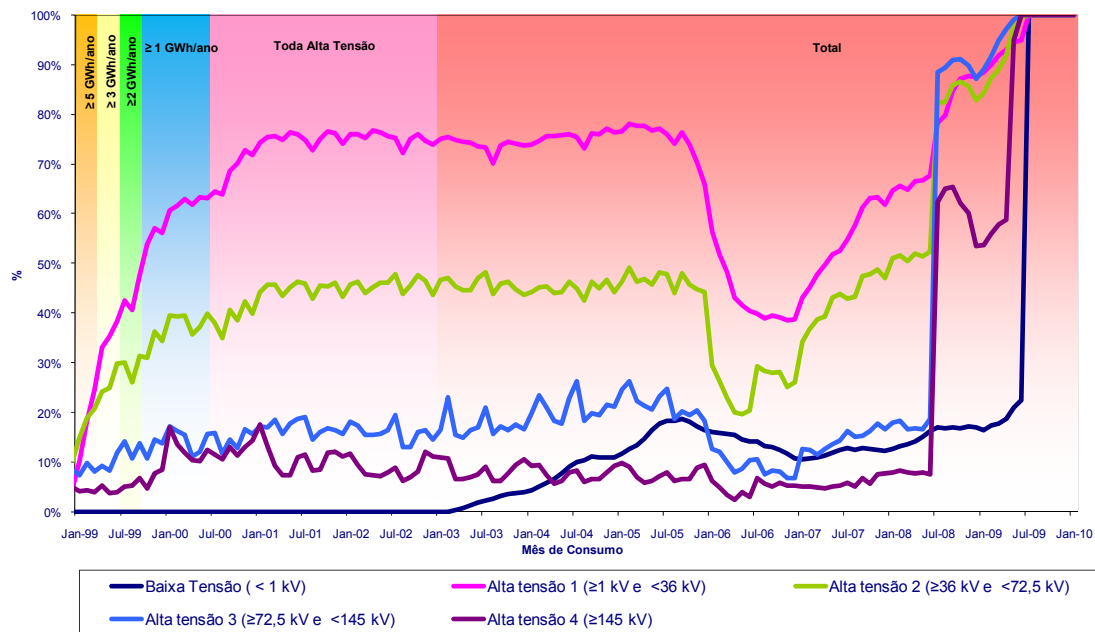
- A partir de 1 de Janeiro de 1998: podiam comprar a energia no mercado os consumidores de alta tensão com consumo superior a 15 GWh/ano.
- Desde 1 de Janeiro até 1 de Outubro de 1999: o limiar de consumo de elegibilidade para os consumidores de alta tensão vai diminuindo progressivamente desde um nível de consumo anual de 5 GWh até 1 GWh.
- A partir de 1 de Julho de 2000: todos os consumidores de alta tensão são elegíveis.
- A partir de 1 de Janeiro de 2003: todos os consumidores de electricidade (incluindo os de baixa tensão) podem eleger livremente o seu comercializador no mercado liberalizado.

No ano de 2007 ocorreu uma alteração relevante: o défice, que até então tinha sido calculado ex-post, passa a ter natureza ex-ante (isto é, reconhece-se a existência do défice de actividades reguladas antes que se produza, procurando-se o seu financiamento mediante um mecanismo de leilão e incorporando a anuidade correspondente no cálculo da tarifa de acesso, como um custo regulado). O objectivo desta medida é duplo: (1) eliminar barreiras ao desenvolvimento da comercialização livre, ao incorporar nas tarifas integrais o preço de mercado da energia e (2) limitar o efeito sobre os consumidores do incremento necessário para alcançar a suficiência tarifária.

Esta medida foi acompanhada, também em 2007, pela introdução de revisões das tarifas integrais com periodicidade inferior ao ano; a supressão das tarifas específicas de iluminação pública e de tracção e a irreversibilidade na mudança desta tarifa no mercado livre para os consumidores de alta tensão. Em Julho de 2008 deu-se um passo chave na consolidação da liberalização ao eliminar-se as tarifas gerais em alta tensão. Por último, no passado 1 de Julho de 2009 eliminaram-se as tarifas integrais para todos os consumidores.

A Figura 1 mostra a evolução mensal da participação do consumo no mercado para o período compreendido entre Janeiro de 1998 e Janeiro de 2010, desagregado por níveis de tensão em Espanha. Observa-se que, depois da queda registada na segunda metade do ano de 2005 e no ano de 2006, produz-se uma recuperação a partir de 2007, alcançando-se a participação plena a 1 de Julho de 2009 como consequência da eliminação das tarifas integrais para todos os consumidores.

Figura 1. Calendário de liberalização e evolução da participação do consumo no mercado liberalizado por tipo nível de tensão (sistema peninsular). Janeiro 1998-Janeiro 2010



Fonte: CNE

Finalmente, é de notar que, a eliminação das tarifas integrais veio acompanhada pela introdução da comercialização de último recurso, aplicável unicamente aos consumidores ligados às redes de baixa tensão com potência contratada inferior a 10 kW e, transitoriamente, aos consumidores que não dispõem de um contrato com um comercializador livre.

O Real Decreto 485/2009, de 3 de Abril, que estabelece a comercialização de último recurso no sector de energia eléctrica, designa os comercializadores com obrigação de fornecimento de último recurso, impondo, para além da separação jurídica estabelecida na Lei 54/1997<sup>2</sup>, a obrigação de separação contabilística para os fornecimentos dos clientes com direito à TUR. De acordo com o referido Real Decreto, o custo de energia incluído na TUR, é determinado por referência aos preços dos mercados a prazo.

### **2.1.2. Portugal**

O processo de liberalização do sector eléctrico em Portugal Continental seguiu uma metodologia idêntica à da maior parte dos países europeus, tendo a abertura de mercado sido efectuada de forma progressiva, começando por incluir os clientes de maiores consumos e de níveis de tensão mais elevados. A liberalização iniciou-se em 1995, para os grandes consumidores industriais, tendo sido sucessivamente alargada a todos os consumidores em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT)<sup>3</sup> e baixa tensão especial (BTE)<sup>4</sup>. Em 4 de Setembro de 2006 concretiza-se a última etapa da liberalização do mercado de electricidade, a partir da qual a totalidade dos cerca de 6 milhões de clientes passaram a poder escolher o seu fornecedor de energia eléctrica<sup>5</sup>.

Actualmente coexistem em simultâneo o mercado liberalizado e o mercado regulado, podendo assim todos os clientes negociar os seus contratos de energia com um comercializador no mercado liberalizado ou permanecer no mercado regulado e pagar as tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) do Comercializador de Último Recurso (CUR). Todavia, as TVCF para fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE serão extintas a partir de 1 de Janeiro de 2011, de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro. Assegura-se a existência de um período transitório para a escolha de um comercializador no mercado livre durante o ano de 2011, devendo a ERSE definir uma tarifa de venda transitória a aplicar aos clientes que não tenham ainda contratado no mercado livre o seu fornecimento.

---

<sup>2</sup> Na redacção dada pela Lei 17/2007, de 4 de Julho.

<sup>3</sup> MAT (superior a 110 kV), AT (superior a 45 kV e inferior ou igual a 110 kV) e MT (superior a 1 kV e inferior ou igual a 45 kV).

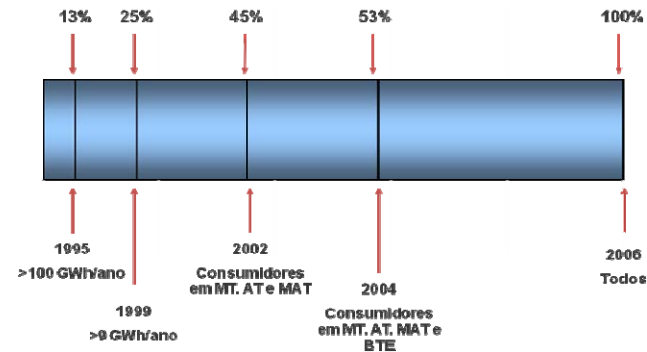
<sup>4</sup> Clientes ligados em BT (inferior ou igual a 1 kV) com potência contratada superior a 41,4 kW.

<sup>5</sup> Na abertura do mercado português de energia eléctrica podem identificar-se quatro períodos:

- Até 31 de Dezembro de 2001 eram consideradas elegíveis para livre escolha de fornecedor os clientes em MT, AT e MAT com o consumo anual mínimo de 9 GWh.
- Entre 1 de Janeiro de 2002 e o final de Fevereiro de 2004, os restantes clientes em MAT, AT ou MT.
- Em 2004, com a publicação do Decreto-Lei n.º 36/2004, de 26 de Fevereiro, passaram a ser igualmente elegíveis os clientes em BTE.
- Ainda no decorrer de 2004, com a publicação do Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, o direito de elegibilidade foi alargado a todos os clientes em Portugal continental. O exercício efectivo de escolha de fornecedor por parte dos clientes de energia eléctrica em BT com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA (BTN) aguardou a completa implementação da plataforma para gerir os procedimentos de mudança de fornecedor, que entrou em operação a 4 de Setembro de 2006.



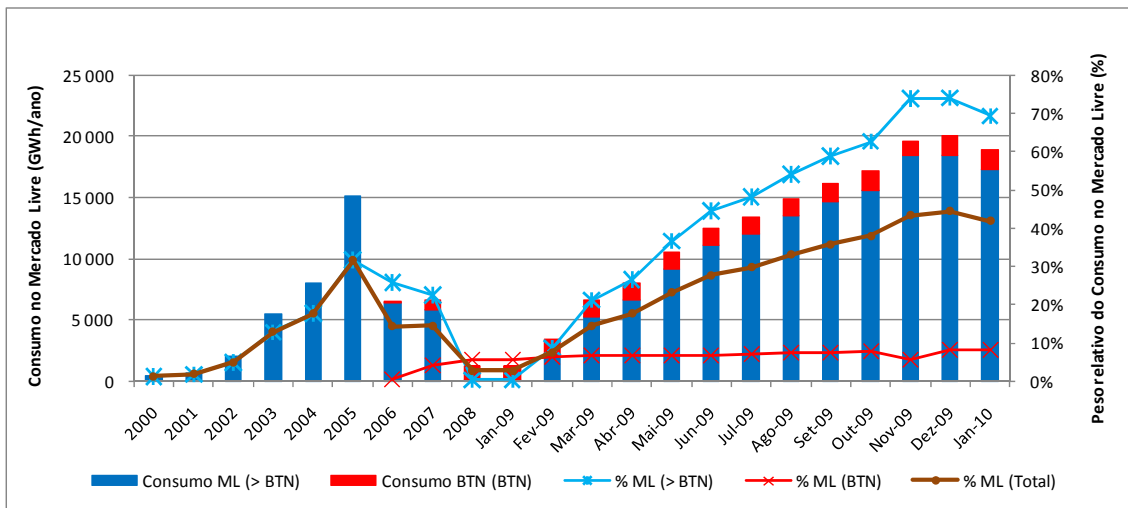
Figura 2. Calendário de liberalização em Portugal (consumo final elegível)



Fonte: ERSE

A evolução do Mercado Livre em Portugal não tem sido linear, destacando-se ao longo deste processo alguns factos relevantes que acabaram por condicionar o seu funcionamento.

Figura 3. Evolução do Mercado Liberalizado em Portugal Continental (consumo no ML)



Fonte: REN e EDP

ML: Mercado Livre

BTN: Baixa Tensão Normal (clientes ligados a redes de tensão inferior a 1 kV, com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA)

Os primeiros anos, após a abertura do mercado e passagem efectiva dos primeiros clientes para o mercado liberalizado (até 2005), foram caracterizados por um crescimento sistemático da sua dimensão, quer em número de clientes, quer em consumo. O facto dos custos afundados do sistema eléctrico, associados com a existência de Contratos de Aquisição de Energia (CAE), estarem totalmente repercutidos nas tarifas a aplicar aos clientes do mercado regulado, criou condições favoráveis para a passagem de clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado, aproveitando o diferencial que existia entre as tarifas de último recurso e os preços no mercado liberalizado. Por outro lado, a ausência de constrangimentos ao nível das interligações com Espanha, durante este período, permitiu a entrada de agentes externos em Portugal, que promoveram o desenvolvimento do mercado liberalizado.

Durante o ano 2006 a situação inverteu-se, tendo-se iniciado o regresso de clientes ao mercado regulado, com excepção dos clientes residenciais para os quais se verificou uma abertura do mercado em Setembro de 2006. Esta situação é explicada pela subida dos preços no mercado diário espanhol, onde os comercializadores livres se aprovisionavam, em relação com os CAE e com a conseqüente perda de competitividade dos preços apresentados pelos comercializadores livres face às TVCF do CUR.

Durante este ano a publicação do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de Julho, permitiu o aparecimento de um mercado organizado e o estabelecimento de regras transparentes na imputação dos custos afundados do sistema eléctrico a todos os clientes do sector eléctrico (aplicação dos CMEC – Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual), corrigindo-se as anteriores distorções nos preços de energia eléctrica.

Apesar disso mantém-se em 2007 a tendência de regresso de clientes ao mercado regulado, sendo o mercado liberalizado em Portugal praticamente residual em 2008. Esta situação é explicada pelas diferenças nos preços de energia no mercado liberalizado e no mercado regulado. As TVCF do CUR que vigoraram em 2008 foram calculadas no final do ano de 2007, com as melhores previsões da altura, quer das empresas reguladas, quer da ERSE, não antecipando, de acordo com as melhores práticas da regulação, qualquer défice tarifário definido ex-ante.

A subida acentuada dos preços dos combustíveis fósseis a partir de finais de 2007 e, por consequência dos preços da energia eléctrica nos mercados organizados de energia, não ficou reflectida nas TVCF do CUR, provocando desajustes importantes entre o nível de custos incluído nas tarifas de energia eléctrica de último recurso e os custos efectivamente incorridos pelos comercializadores a actuarem no mercado liberalizado. Esta situação originou um regresso de praticamente todos os clientes ao mercado regulado, com excepção dos clientes residenciais (BTN), aumentando-se assim os desvios dos custos de aquisição de energia do CUR.

Em 2009 voltou a verificar-se um forte dinamismo no mercado liberalizado, representando este em Janeiro de 2010, cerca de 42% do consumo total. Prevê-se para 2010 um consumo anual de 45 146 GWh para o sector eléctrico em Portugal.

Por último, importa acrescentar que a comercialização de último recurso, estabelecida pelos Decreto-Lei n.º 29/2006 e Decreto-Lei n.º 172/2006, é assegurada por entidade com independência jurídica do operador da rede de distribuição. O CUR aprovisiona-se de energia no mercado para satisfação dos consumos dos seus clientes. As tarifas de último recurso reflectem os custos de energia incorridos pelo CUR, as tarifas de acesso às redes pagas e uma margem de comercialização regulada. Em paralelo, existem outros 10 operadores de índole local, que, em termos de energia comercializada, não excedem 1% do consumo total em Portugal continental e que se inserem também no âmbito da comercialização de último recurso.

## 2.2. Descrição dos sistemas tarifários

### 2.2.1. Espanha

Em Espanha todos os consumidores<sup>6</sup> devem pagar as *tarifas de acesso* (pelo uso das redes e outros custos regulados) e os *pagamentos por garantia de potência* (para financiar o custo derivado da garantia de potência).

Os consumidores com potência contratada inferior a 10 kW podem optar por comprar a electricidade através de um comercializador de último recurso, pagando neste caso pelo seu fornecimento as *tarifas de último recurso* (que incorporam na sua estrutura, para além das tarifas de acesso e os pagamentos por garantia de potência, o custo da energia e o custo da comercialização).

As **tarifas de acesso**, estabelecidas pelo Real Decreto 1164/2001, de 26 de Outubro, pelo qual se estabelecem tarifas de acesso às redes de transporte e distribuição de energia eléctrica, devem cobrir os seguintes custos:

- (i) Transporte,
- (ii) Distribuição,
- (iii) Comercialização de Redes,
- (iv) Custos permanentes (compensação extra peninsular, CNE, operador do Sistema e saldo do operador do mercado),
- (v) Custos de Diversificação y Segurança de abastecimento (sobrecusto da Produção em Regime Especial, moratória nuclear e segundo ciclo de combustível nuclear) e
- (vi) Desvios de receitas das actividades reguladas.

De acordo com o estabelecido no Real Decreto 1164/2001, a metodologia de atribuição deve cumprir os seguintes princípios gerais: (i) recuperação dos custos de acesso estabelecidos regulamentarmente; (ii) afectação eficiente dos custos entre os diversos fornecimentos; (iii) tarifas máximas e únicas em todo o território nacional e (iv) os custos de acesso às redes serão alocados aos fornecimentos aplicando critérios transparentes que assegurem a recuperação dos custos.

No entanto, em sentido estrito, não existe uma metodologia explícita de imputação de custos às tarifas de acesso, existindo um conjunto de normas que estabelecem os princípios gerais e os custos a recuperar mediante a aplicação das tarifas de acesso e um conjunto de normas que estabelecem as tarifas a aplicar.

Em relação ao anterior é de assinalar que a CNE remeteu em 2001 ao Ministério em questão uma proposta detalhada de metodologia para o estabelecimento das tarifas de acesso às redes de transporte, que cumpre os princípios estabelecidos no referido Real Decreto.

As tarifas de acesso estruturam-se, segundo o nível de tensão e a potência contratada, da seguinte maneira:

---

<sup>6</sup> O Real Decreto-Lei, de 23 de Dezembro, que estabelece medidas urgentes para a correcção do défice tarifário do sector eléctrico, modificou os artigos 15, 17, 19, 26, 30 e 35 da Lei 54/1997, de 27 de Novembro, do Sector Eléctrico, com o objectivo de introduzir o pagamento pelo acesso às redes pelos produtores, quer em regime ordinário quer em regime especial, estabelecendo, enquanto não se desenvolva a regulamentação, um pagamento de 0,5 €/MWh, a partir de 1 de Janeiro de 2011.

- *Tarifas de Baixa Tensão (BT)* correspondem aos fornecimentos com nível de tensão inferior a 1 kV e classificam-se, segundo a potência contratada, da seguinte forma:
  - *Tarifa 2.0 A*: aplicável a fornecimentos em baixa tensão com potência contratada não superior a 10 kW. Os consumidores podem optar por uma modalidade de facturação da energia em dois períodos.
  - *Tarifa 2.1 A*: aplicável a fornecimentos em baixa tensão com potência contratada superior a 10 kW e inferior a 15 kW. Os consumidores podem optar por uma modalidade de facturação da energia em dois períodos.
  - *Tarifa 3.0. A*: tarifa de 3 períodos (ponta, cheias y vazio) aplicável a fornecimentos em baixa tensão com potência contratada superior a 15 kW.
  
- *Tarifas de Alta Tensão (AT)* correspondem aos fornecimentos com tensão superior ou igual a 1 kV e classificam-se, segundo o nível de tensão e/ou a potência contratada, em:
  - *Tarifa 3.1 A*: tarifa para fornecimentos em tensões de 1 a 36 kV com potência contratada inferior ou igual a 450 kW.
  - *Tarifa 6.1*: aplicável a fornecimentos em tensões de 1 a 36 kV e potência contratada superior a 450 kW.
  - *Tarifa 6.2*: aplicável a fornecimentos com tensão superior a 36 kV e inferior ou igual a 72,5 kV.
  - *Tarifa 6.3*: aplicável a fornecimentos com tensão superior a 72,5 kV e inferior ou igual a 145 kV.
  - *Tarifa 6.4*: aplicável a fornecimentos com tensão superior a 145 kV.
  - *Tarifa 6.5*: aplicável a ligações internacionais.

As tarifas de acesso são constituídas por um termo de potência contratada (€/kW ano), um termo de energia (€/kWh) e um termo de energia reactiva (€/kvarh).

Os termos de potência e energia podem apresentar diferenciação por período horário de acordo com 2 (tarifas 2.0 A e 2.1 quando o consumidor opta por discriminação horária), 3 (tarifas 3.0 A y 3.1 A) ou 6 (tarifas 6.1, 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5) períodos tarifários, em função do mês, do dia da semana e das horas de consumo (Quadro 1).

Quadro 1. Estrutura das tarifas de acesso

NT	Tarifa	Limite Potência contratada (kW)	Potência (1)	Energia activa (2)	Energia reactiva (3)
			(Número de períodos tarifários)	(Número de períodos tarifários)	
Baixa Tensão ( $\leq 1$ kV)	2.0 A	1 kW a 10 kW	1	1	a
	2.0 DHA			2	
	2.1 A	10 kW a 15 kW	1	1	a
	2.1 DHA			2	
	3.0	> 15 kW	3	3	b
Média Tensão ( $> 1$ kV e $\leq 36$ kV)	3.1	< 450 kW	3	3	b
	6.1	$\geq 450$ kW	6	6	b
Alta Tensão 1 ( $> 36$ kV e $\leq 72,5$ kV)	6.2	-	6	6	b
Alta Tensão 2 ( $> 72,5$ kV e $\leq 145$ kV)	6.3	-	6	6	b
Muito Alta Tensão ( $> 145$ kV)	6.4	-	6	6	b
	6.5 CI <sup>(4)</sup>	-	6	6	b

Notas:

- (1) Existe um termo por potência contratada por cada uno dos períodos tarifários
- (2) Existe um termo por energia consumida em cada um dos períodos tarifários
- (3) Existe um termo por energia reactiva diferenciado por  $\cos \phi$ .
  - a Aplicável unicamente quando  $\cos \phi < 0,55$
  - b Aplicável unicamente quando  $\cos \phi < 0,95$
- (4) Aplicável unicamente às exportações para países extracomunitários

O termo de energia reactiva aplica-se a todos os períodos tarifários, com excepção do período de vazio (período 3 para as tarifas de acesso 3.0 A e 3.1 A e período 6 para as tarifas de acesso de 6 períodos) de todas as tarifas de acesso (excepto tarifa de acesso 2.0 A e 2.1 A), sempre que o  $\cos \phi$  seja inferior a 0,95. O preço do termo de energia reactiva apresenta diferenciação em função do  $\cos \phi$ .

As **tarifas de último recurso** (TUR) são os preços máximos que os comercializadores de último recurso poderão cobrar aos consumidores ligados em baixa tensão e com potência contratada inferior ou igual a 10 kW.

As TUR são fixadas de forma a que o seu cálculo respeite o princípio da suficiência de receitas, não gerem distorções na concorrência no mercado e incluam, de forma aditiva, os seguintes custos:

- (i) O custo estimado da produção de energia eléctrica.
- (ii) As tarifas de acesso correspondentes.
- (iii) Os custos de comercialização.

Existe uma única TUR, com a possibilidade de, em caso de dispor de equipamentos de medida, aderir à modalidade com discriminação horária que diferencia o consumo em dois períodos tarifários ao dia, cuja estrutura coincide com as correspondentes tarifas de acesso (2.0 A e 2.0 A DHA).

A metodologia de cálculo das tarifas de último recurso e a sua estrutura estão estabelecidas na *Orden* ITC/1659/2009. Em particular, na referida *Orden* estabelece-se que o termo de potência da tarifa de último recurso resulta da soma do termo de potência da tarifa de acesso correspondente com o custo de comercialização do CUR. Ainda, o termo de energia da tarifa de último recurso resultará da soma do termo de energia da tarifa de acesso com o custo estimado da energia, baseado em referências aos produtos a prazo.

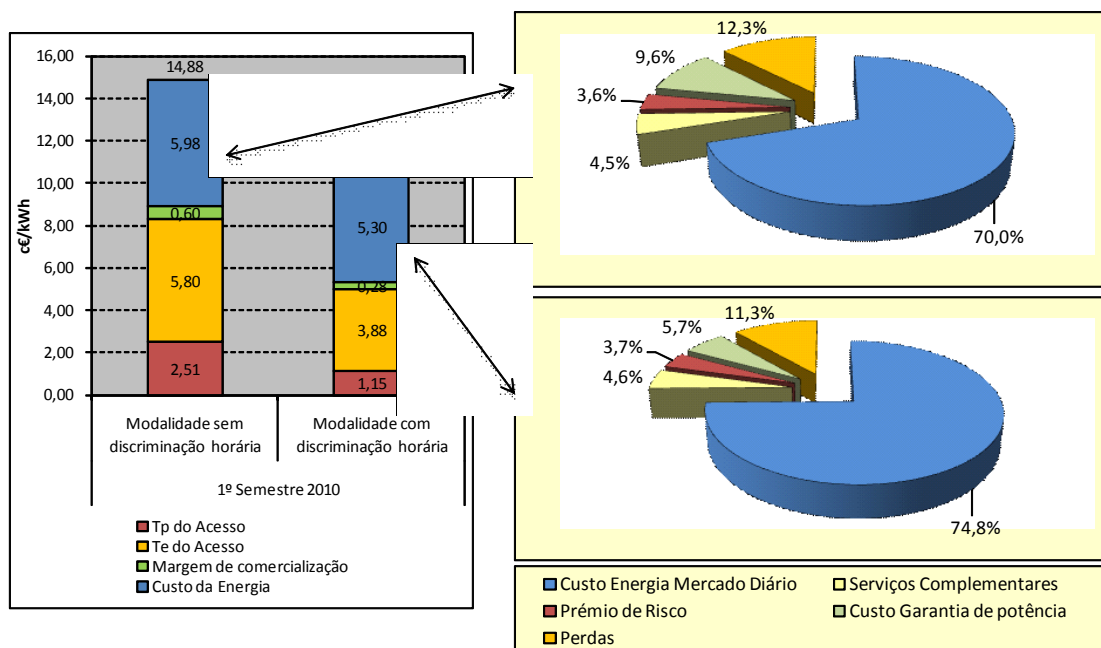
O custo de comercialização estabelece-se como um termo fixo, em €/kW contratado e ano.

O custo estimado da energia das tarifas de último recurso (CEp) calcula-se para cada trimestre como a soma do custo estimado do mercado diário (CEMDp), o custo dos serviços complementares (SAp), ambos acrescidos por um prémio de risco (PRp) e os pagamentos por garantia de potência (CAPP), todo ele incrementado por um coeficiente de perdas padrão (PERDp), conforme o nível de tensão e período horário. O preço estimado do mercado diário é um *pass through* dos preços resultantes dos leilões de energia CESUR.

A Figura 4 mostra a facturação média do consumidor médio acolhido na TUR com discriminação horária e do consumidor médio acolhido na TUR sem discriminação horária. Observa-se que os custos de acesso e de comercialização de último recurso representam aproximadamente 60% e 50% da factura média, para o cliente sem discriminação horária e para o cliente com discriminação horária, respectivamente.

Quanto ao custo da energia, observa-se que os dois principais componentes são o custo estimado da energia no mercado diário e as perdas, que chegam a representar 70% e 12%, respectivamente, para o consumidor sem discriminação horária, e 75% e 11%, respectivamente, no caso do consumidor com discriminação horária.

Figura 4. Facturação média e decomposição da Tarifa de Último Recurso (consumidores de baixa tensão e potência contratada inferior a 10 kW). 1º semestre de 2010



Fonte: CNE y *Resolución* de 29 de Dezembro de 2009, da Direcção Geral de Política Energética y Minas, que estabelece o custo de produção de energia eléctrica e as tarifas de último recurso a aplicar no primeiro semestre de 2010.

As tarifas de último recurso são constituídas por um termo de potência contratada (€/kW ano), um termo de energia (€/kWh) e, em caso disso<sup>7</sup>, um termo de energia reactiva (€/kvarh).

Os **pagamentos por garantia de potência**, não incluídos nas tarifas de acesso, são os preços regulados pagos pelos consumidores para fazer frente ao financiamento<sup>8</sup> do Incentivo ao Investimento (custo estimado em 466 milhões de euros para 2010), destinado exclusivamente a promover a construção de novas instalações de produção. Em relação aos pagamentos por garantia de potência é importante assinalar que as receitas decorrentes da aplicação destes preços regulados excedem os custos, de modo que o saldo é considerado uma receita líquida do sistema e, portanto, diminui o défice de acesso. Em 2010 o Ministério estima que esse saldo seja aproximadamente 535 milhões de euros.

Os pagamentos por capacidade são constituídos por um termo variável (€/kWh) diferenciado por nível de tensão e período horário.

Por último, é de assinalar que, em Espanha, actualmente são dois os **impostos** que se aplicam às tarifas eléctricas: o Imposto sobre a Electricidade e o Imposto sobre o Valor Acrescentado.

<sup>7</sup> Estes consumidores devem dispor de equipamentos de correcção do consumo de energia reactiva adequados para conseguir como máximo um valor médio do mesmo de 50% do consumo de energia activa; caso contrário a empresa poderá exigir a instalação do contador correspondente e facturar por este conceito.

<sup>8</sup> Está pendente de desenvolvimento o Incentivo à Disponibilidade, destinado a contratar disponibilidade de potência num horizonte temporal igual ou inferior ao ano com aquelas tecnologias que, com maior probabilidade, possam estar indisponíveis nos períodos de consumo de ponta.

O imposto sobre a Electricidade tem como objectivo básico a obtenção das receitas necessárias para compensar a supressão da sobretaxa relativa às ajudas à mineração do carvão e representa 4,864% da facturação eléctrica, incrementado por um coeficiente de 1,05113.

No que respeita o *Imposto sobre o Valor Acrescentado* é de assinalar que o valor geral aplicado ao fornecimento eléctrico até 30 de Junho era de 16%, e que a partir de 1 Julho de 2010 é de 18%.

### **2.2.2. Portugal**

As **tarifas de acesso** às redes são pagas por todos os consumidores de energia eléctrica pelo uso das infra-estruturas, quer sejam fornecidos por um comercializador do mercado livre, quer sejam fornecidos pelo comercializador de último recurso.

O cálculo das tarifas obedece à metodologia de cálculo previamente estabelecida no Regulamento Tarifário, estando o processo de fixação das tarifas, incluindo a sua calendarização, também instituído regulamentarmente. O Regulamento Tarifário é aprovado pela ERSE no âmbito dum processo alargado de consulta pública. Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário a ERSE formula uma proposta de tarifas devidamente justificada ao Conselho Tarifário até 15 de Outubro de cada ano. O Conselho Tarifário, onde estão representados os consumidores e as empresas reguladas, analisa a proposta da ERSE e emite o seu parecer até 15 de Novembro. Tendo em conta o parecer do Conselho Tarifário (não vinculativo), a ERSE aprova, até 15 de Dezembro, as tarifas para vigorarem a partir de 1 de Janeiro do ano seguinte. Toda a documentação que justifica a aprovação das tarifas, o parecer do Conselho Tarifário e a respectiva resposta da ERSE, são tornados públicos através da sua página de internet.

Os proventos das actividades reguladas do acesso são recuperados através de tarifas específicas (tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição), cada uma com estrutura tarifária própria e caracterizada por um determinado conjunto de variáveis de facturação. Estas tarifas permitem recuperar, de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário, os seguintes custos:

- (i) Gestão do Sistema.
- (ii) Transporte.
- (iii) Distribuição.
- (iv) Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (sobrecusto da produção em regime especial, sobrecusto dos sistemas extrapeninsulares, custos de promoção da eficiência no consumo, custos de funcionamento da ERSE, transferências para a Autoridade da Concorrência e para o OMIP e OMI Clear, custos de promoção da eficiência no consumo, custos para a manutenção do equilíbrio contratual que resultam da cessação antecipada dos contratos de aquisição de energia, sobrecustos com os contratos de aquisição de energia não renegociados por opção dos produtores e remuneração dos terrenos que integram o domínio público hídrico).
- (v) Desvios de custos de actividades reguladas.

Está prevista a recuperação do custo derivado dos pagamentos por garantia de potência através das tarifas de acesso às redes, sendo nulo o valor para 2010.

Os preços das tarifas em cada actividade são determinados tal que, por um lado, a sua estrutura seja aderente à estrutura dos custos marginais ou incrementais e, por outro lado,



que os proveitos permitidos em cada actividade sejam recuperados. A aplicação das tarifas e a sua facturação assentam no princípio da não discriminação pelo uso final dado à energia, estando as opções tarifárias disponíveis para todos os consumidores.

As tarifas de acesso às redes são diferenciadas por nível de tensão, tipo de fornecimento e opção tarifária, do seguinte modo:

- Tarifas de BTN, aplicáveis a fornecimentos a tensão inferior ou igual a 1 kV e potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA, diferenciadas de acordo com a potência contratada:
  - Tarifas aplicáveis a clientes com potência contratada superior a 20,7 kVA, sendo os preços de energia diferenciados por três períodos horários.
  - Tarifas aplicáveis a clientes com potência contratada superior a 2,37 kVA e inferior ou igual a 20,7 kVA, existindo três opções tarifárias (simples, bi-horária e tri-horária).
  - Tarifas aplicáveis a clientes com potência contratada inferior ou igual a 2,37 kVA, sem diferenciação dos preços de energia.
- Tarifas de BTE, aplicáveis a fornecimentos a tensão inferior ou igual a 1 kV e potência contratada superior a 41,4 kW.
- Tarifas de MT, aplicáveis a fornecimentos a tensão superior a 1 kV e inferior ou igual a 45 kV.
- Tarifas de AT, aplicáveis a fornecimentos a tensão superior a 45 kV e inferior ou igual a 110 kV.
- Tarifas de MAT, aplicáveis a fornecimentos a tensão superior a 110 kV.

No que diz respeito às variáveis de facturação, as tarifas de acesso às redes são compostas pelas mesmas variáveis das tarifas por actividade que as compõem:

- A tarifa de Uso Global do Sistema é composta por preços de energia (€/kWh), diferenciados por período horário (ponta, cheias, vazio normal e super vazio).
- As tarifas de Uso da Rede de Transporte e as tarifas de Uso da Rede de Distribuição são compostas por preços de energia (€/kWh), diferenciados por período horário, preços de potência contratada e de potência em horas de ponta (€/KW.mês) e preços de energia reactiva (€/kvarh).

No caso das tarifas de BTN, uma vez que os equipamentos de medida do consumo não permitem a aplicação directa das variáveis de facturação das tarifas por actividade, são calculados preços a aplicar às variáveis medidas, utilizando-se para o efeito perfis de consumo caracterizadores das várias opções tarifárias.

No Quadro 2 apresenta-se a estrutura das tarifas de Acesso às Redes.

Quadro 2. Estrutura das tarifas de Acesso às Redes em Portugal

Nível de Tensão ou Tipo de Fornecimento	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa (2)	Energia Reactiva (3)	
					Indutiva	Capacitiva
Baixa Tensão Normal	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	a	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	a	2	-	-
	Tarifa Tri-horária	3,45 a 41,4 kVA	a	3	-	-
Baixa Tensão Especial	Tarifa única	> 41,4 kW	b	4	c	c
Média Tensão	Tarifa única	-	b	4	c	c
Alta Tensão	Tarifa única	-	b	4	c	c
Muito Alta Tensão	Tarifa única	-	b	4	c	c

Legenda:

- (1) – a Existência de um preço correspondente ao escalão de potência contratada  
b Existência de preços de potência em horas de ponta e de preços de potência contratada
- (2) – 1 Sem diferenciação horária  
2 Com diferenciação em dois períodos horários: fora de vazio e vazio  
3 Com diferenciação em três períodos horários: ponta, cheias e vazio  
4 Com diferenciação em quatro períodos horários: ponta, cheias, vazio normal e super vazio
- (3) – - Não aplicável  
c Existência de preço correspondente

A existência de comercializadores de último recurso é acompanhada pela existência de **tarifas de Venda a Clientes Finais** aplicáveis aos seus clientes, calculadas adicionando-se às tarifas de Acesso às Redes as tarifas de Comercialização e de Energia, recuperando assim os seguintes custos:

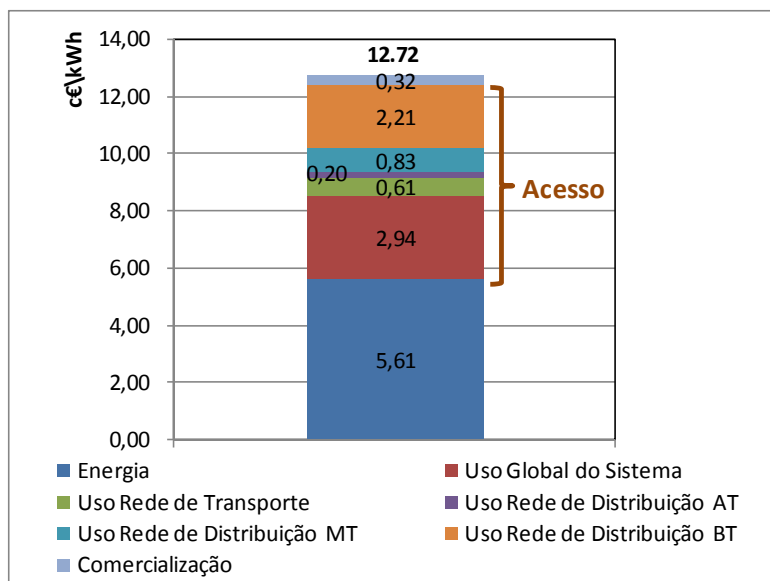
- (i) Custos previstos de aquisição de energia eléctrica do comercializador de último recurso, nos mercados spot e a prazo, para abastecimento dos seus clientes.  
(ii) Custos de acesso às redes.  
(iii) Custos de comercialização.

Os custos de aquisição de energia são previstos com base nos custos verificados no ano em curso no mercado spot e com base nos futuros dos mercados a prazo de energia eléctrica (OMIP) e dos combustíveis fósseis utilizados na produção de energia eléctrica.

A tarifa de energia é composta por preços de energia activa diferenciados por período horário e por período sazonal. A tarifa de Comercialização é composta por termos tarifários fixos (€/mês) e por preços de energia activa. Sendo as tarifas de último recurso compostas pelas mesmas variáveis de facturação das tarifas por actividade que as compõem, incluem para além dos termos referidos nas tarifas de acesso o termo tarifário fixo que decorre da tarifa de comercialização.

Na Figura 5 ilustra-se a facturação média e decomposição da tarifa de último recurso em Portugal (aplicável, em 2010, a todos os fornecimentos) pelas tarifas por actividade que a compõem. Observa-se que os custos de acesso representam cerca de 53% do preço médio.

Figura 5. Facturação média e composição da Tarifa de Último Recurso em Portugal, aplicável a todos os fornecimentos em 2010



Fonte: ERSE

A garantia da inexistência de subsidiações cruzadas entre clientes nas tarifas de acesso, assim como nas tarifas do comercializador de último recurso, impõe que as tarifas sejam determinadas de forma aditiva, sendo o princípio da aditividade aplicado no cálculo destas tarifas em Portugal. Para que cada cliente pague na medida dos custos que causa no sistema, torna-se necessário que a tarifa de acesso ou de Venda a Clientes Finais que lhe é aplicada resulte da adição, preço a preço, dos preços das tarifas por actividade aplicáveis em cada nível de tensão e opção tarifária.

Esta metodologia de cálculo de tarifas possibilita o conhecimento detalhado dos vários componentes tarifários por actividade ou serviço. Assim, cada cliente pode saber exactamente quanto é que paga, por exemplo, pelo uso da rede de distribuição em AT, e em que termos de facturação é que esse valor é considerado. Poderá assim, ser dada a possibilidade de desagregação da factura do cliente, mediante sua solicitação, pelos vários componentes tarifários regulados aplicáveis, por preço médio e por termo tarifário. A transparência na formulação de tarifas, que é consequência da implementação de um sistema tarifário deste tipo, assume especial importância para os clientes sem experiência na escolha de fornecedor e em particular para os clientes com menos informação.

Contudo, a aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais está a ser implementada de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas evitando-se impactes tarifários significativos. Esta estabilidade é garantida através do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas, o qual estabelece uma convergência gradual dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais para os que resultam da adição das tarifas por actividade a montante, mediante a limitação de acréscimos por termo tarifário.

Finalmente, em relação aos **impostos**, o Imposto sobre o Valor Acrescentado que actualmente se aplica é de 6%. Contudo, importa salientar que as tarifas de acesso às redes incluem uma diversidade de custos de interesse económico geral que se reflectem nos preços finais pagos

pelos consumidores de energia eléctrica. Em 2010 estes custos representam 42% dos preços pagos pelos consumidores domésticos de BTN.

### **2.3. Caracterização dos sistemas tarifários de Espanha e Portugal em 2010**

#### **2.3.1. Caracterização dos custos**

Para efeitos de comparação, os custos a recuperar mediante a aplicação de tarifas de acesso em ambos os sistemas podem-se agrupar nas seguintes categorias:

- Custos directamente relacionados com as *actividades de redes*, isto é, o custo das redes de transporte e distribuição, o custo de comercialização de redes dos distribuidores e o custo da gestão técnica do sistema.
- Custos relacionados com a *segurança de abastecimento*, que inclui o custo derivado dos pagamentos por garantia de potência e o serviço de interruptibilidade. É importante assinalar que, em Espanha o custo derivado dos pagamentos por garantia de potência, se bem que é um custo com carácter regulado, não está incluído nas tarifas de acesso. Em Portugal este custo está incluído na tarifa de Uso Global do Sistema e por conseguinte nas tarifas de acesso.
- Custos correspondentes ao financiamento das *instituições*, como são os custos das entidades reguladoras (ERSE e CNE). A este respeito é de assinalar que em Espanha as tarifas de acesso cobrem o saldo resultante da diferença entre a remuneração estabelecida para o Operador de Mercado e as receitas que este obtém dos produtores, e que em Portugal se incluem também a parte dos custos do OMIP e OMI Clear que não são cobertos pelas receitas que obtém dos agentes de mercado.
- Custos relacionados com decisões de *política energética e de meio ambiente*. Em Espanha incluem os incentivos ao desenvolvimento da produção em regime especial, os planos de eficiência energética, os planos de financiamento extraordinários, a moratória nuclear e o custo da segunda parte do ciclo de combustível nuclear não internalizado no preço do mercado. Em Portugal incluem os incentivos ao desenvolvimento da produção em regime especial, o plano de promoção da eficiência no consumo de electricidade, o plano de promoção do desempenho ambiental das empresas reguladas, os Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) e os sobrecustos com os Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não renegociados por opção dos produtores, os custos com as rendas de concessão em BT dos municípios e a remuneração dos terrenos que integram o domínio público hídrico.
- Por último, pode-se distinguir uma última categoria em que se incluem aqueles *custos que reflectem as peculiaridades de cada sistema eléctrico*. Em Espanha esta categoria inclui o custo da compensação dos territórios insulares e peninsulares e as anuidades correspondentes á recuperação do défice das actividades reguladas. Em Portugal esta categoria inclui, para além da compensação extrapeninsular, o custo das anuidades do défice tarifário, o custo da tarifa social e o pagamento à Autoridade de Concorrência.

PLANO DE COMPATIBILIZAÇÃO REGULATÓRIA NO ÂMBITO DO MIBEL  
HARMONIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

No Quadro 3 resumem-se os custos de actividades reguladas de acesso previstos para o exercício 2010 em Espanha e Portugal e na Figura 6 representa-se em termos percentuais a decomposição dos custos regulados em ambos os países.

**Quadro 3. Custos a recuperar mediante as tarifas de acesso em Espanha e Portugal. Previsão 2010.**

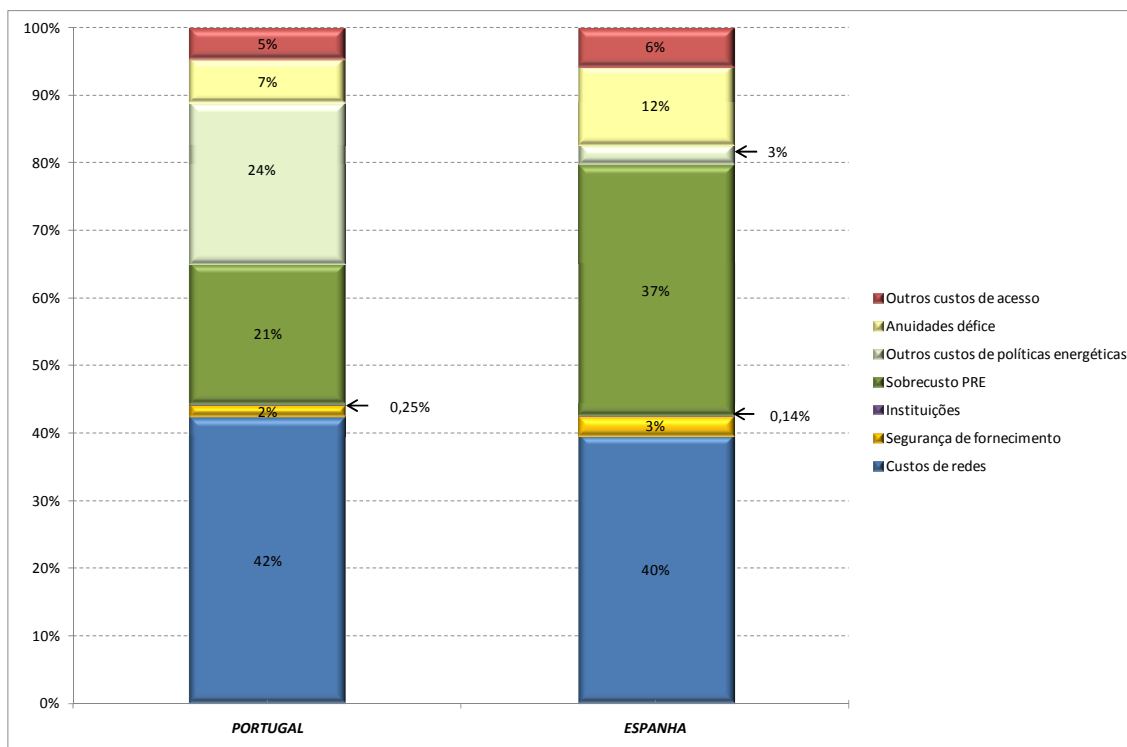
Custos de acesso	Milhares de €		Distribuição por componente de custo (%)		Custo unitário por energia consumida (€/MWh)	
	PORTUGAL	ESPAÑA	PORTUGAL	ESPAÑA	PORTUGAL	ESPAÑA
<b>Custos actividades de redes</b>	<b>1 242 787</b>	<b>6 318 109</b>	<b>42,4%</b>	<b>39,7%</b>	<b>27,53</b>	<b>26,08</b>
Transporte	271 036	1 397 104	9,2%	8,8%	6,00	5,77
Distribuição e comercialização redes	944 844	4 882 738	32,2%	30,7%	20,93	20,15
Operação do Sistema	26 908	38 267	0,9%	0,2%	0,60	0,16
<b>Garantia de fornecimento</b>	<b>50 182</b>	<b>450 000</b>	<b>1,7%</b>	<b>2,8%</b>	<b>1,11</b>	<b>1,86</b>
Interruptibilidade	50 182	450 000	1,7%	2,8%	1,11	1,86
<b>Instituições</b>	<b>7 450</b>	<b>22 892</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,17</b>	<b>0,09</b>
Reguladores (ERSE/CNE)	6 358	22 892	0,2%	0,1%	0,14	0,09
OMIP y OMI CLEAR (1)	1 093	-	0,0%	0,0%	0,02	-
<b>Custos de política energética</b>	<b>1 302 895</b>	<b>6 374 270</b>	<b>44,4%</b>	<b>40,1%</b>	<b>28,86</b>	<b>26,31</b>
Sobrecusto Produção em Regime Especial	610 892	5 888 099	20,8%	37,0%	13,53	24,30
Planos de eficiência energética e Plano de desempenho ambiental	26 416	318 900	0,9%	2,0%	0,59	1,32
Rendas de concessão em BT dos municípios	239 102	-	8,2%	0,0%	5,30	-
Outros custos de política energética (2)	426 484	167 271	14,6%	1,1%	9,45	0,69
<b>Outros custos de acesso</b>	<b>327 846</b>	<b>2 741 168</b>	<b>11,2%</b>	<b>17,2%</b>	<b>7,26</b>	<b>11,31</b>
Compensação sistemas insulares y extrapeninsulares	133 608	897 240	4,6%	5,6%	2,96	3,70
Tarifa Social	124	-	0,0%	0,0%	0,00	-
Autoridades de Concorrência	368	-	0,0%	0,0%	0,01	-
Anuidades do défice tarifário	193 747	1 843 928	6,6%	11,6%	4,29	7,61
<b>TOTAL CUSTOS ACESSO</b>	<b>2 931 162</b>	<b>15 906 439</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>64,93</b>	<b>65,65</b>
Desvios de anos anteriores (3)	- 357 287	-	-12,2%	0,0%	- 7,91	-
Défice reconhecido ex-ante	-	- 3 000 000	0,0%	-18,9%	-	- 12,38
<b>TOTAL RECEITAS ACESSO (4)</b>	<b>2 573 875</b>	<b>12 906 439</b>	<b>87,8%</b>	<b>81,1%</b>	<b>57,01</b>	<b>53,27</b>

- (1) Em Espanha o Operador do Mercado financia-se através dos preços que cobra aos produtores desde 2 de Julho de 2009. Em Portugal o operador de mercado financia-se parcialmente pelo mercado.
- (2) Em Espanha incluem os custos relacionados com a produção de electricidade por centrais nucleares (moratória nuclear e segundo ciclo do combustível nuclear) e os planos de financiamento extraordinários. Em Portugal são também considerados os CMEC e os sobrecustos com os CAE não renegociados por opção dos produtores e a parcela associada à remuneração dos terrenos que integram o domínio público hídrico.
- (3) Inclui os desvios na retribuição das actividades reguladas de acesso dos anos t-1 e t-2 e os desvios de custos de aquisição de energia recuperados através da tarifa de UGS com vista à sustentabilidade e coexistência do mercado regulado e do mercado livre.
- (4) Nas receitas do acesso não se inclui o superávit do saldo dos pagamentos por garantia de potência.

É de assinalar que, o custo unitário de acesso previsto para 2010 ascende a 65,65 €/MWh em Espanha e a 64,93 €/MWh em Portugal.

No entanto, ao comparar a estrutura de custos de acesso de ambos os países observa-se que os custos relacionados com as redes (custos de transporte, distribuição, comercialização de redes e operação do sistema) representam uma percentagem similar do custo total em Portugal (42%) e em Espanha (40%). A segunda componente de custo com maior peso específico em ambos os países é o sobrecusto da produção em regime especial que representa 21% e 37% dos custos de acesso em Portugal e Espanha, respectivamente. O resto dos custos de acesso, no caso de Portugal, corresponde a 37% dos custos totais, sendo a principal componente, com 15%, o custo com a gestão dos CAE que não foram renegociados e com os CMEC, assim como a remuneração dos terrenos do domínio público hídrico, incluídos em outros custos de política energética. Em Espanha, o resto dos custos de acesso representa 23% dos custos totais, sendo as anuidades necessárias para o financiamento do défice das tarifas responsáveis por 11,6% dos custos totais de acesso, seguidas pela compensação aos territórios insulares e extra peninsulares com 5,6%.

Figura 6. Estrutura dos custos das actividades reguladas previstos para 2010 em Espanha e Portugal



Fonte: CNE e ERSE

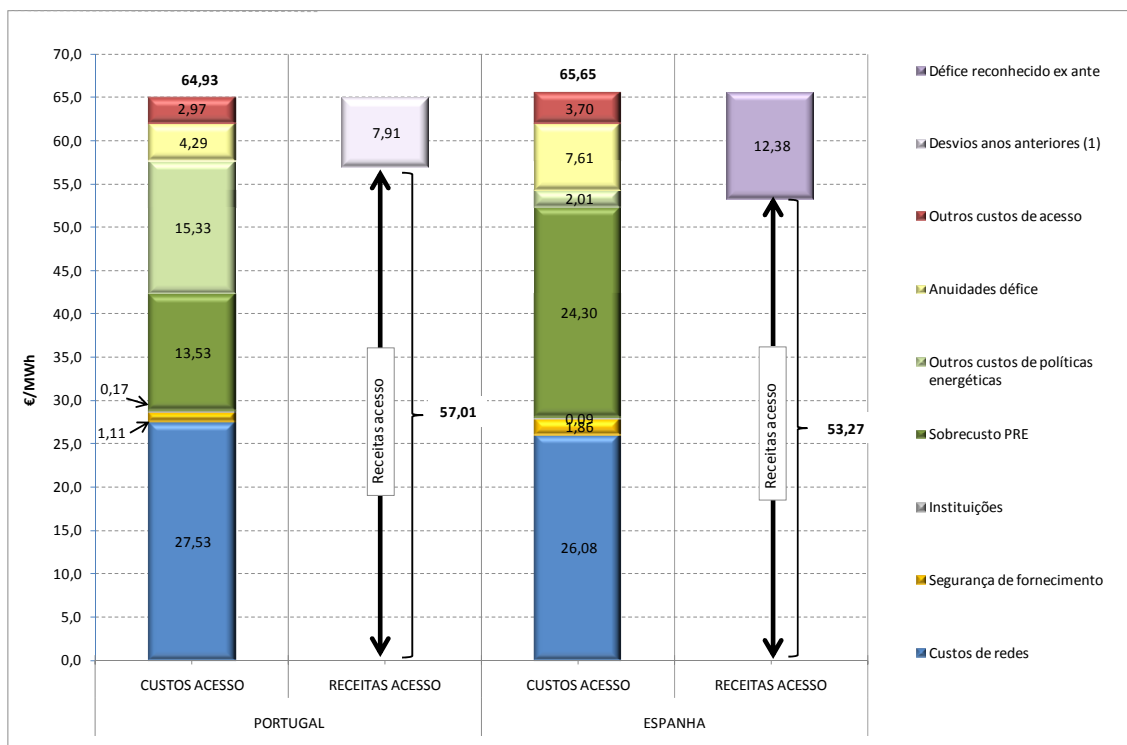
Em relação aos restantes custos de acesso, é importante assinalar que em Espanha, por um lado, o custo com a tarifa social<sup>9</sup> é financiado pelos produtores e, portanto, não está incluído nos custos de acesso e, por outro lado, que o sobrecusto de produção nos territórios insulares e extra peninsulares é financiado através das tarifas de Acesso e através do Orçamento Geral do Estado até 2012. A partir de 1 de Janeiro de 2013<sup>10</sup> este sobrecusto será totalmente financiado pelo Orçamento Geral do Estado.

Por último, é importante referir que em ambos os sistemas os custos de actividades reguladas previstos para 2010 não correspondem às receitas resultantes da aplicação das tarifas de acesso às redes. Em Portugal incorporam-se no cálculo os desvios de exercícios anteriores (tanto em custos de acesso como em custos de energia das tarifas de Venda a Clientes Finais). Em Espanha o Real Decreto-Lei 6/2009 fixou uma data para a supressão de défice (até 2012) reconhecendo-se ex ante a existência de um défice de actividades reguladas (Figura 7).

<sup>9</sup> O custo com a tarifa social configura-se como um subsídio a determinados consumidores, que consiste na diferença entre a tarifa social e a TUR.

<sup>10</sup> Veja-se Real Decreto-Lei 6/2009, de 30 de Abril, através do qual se adoptam determinadas medidas no sector energético e se aprova a tarifa social.

Figura 7. Custo e receita média de acesso (€/MWh) previstos em Espanha e Portugal para 2010



Fonte: CNE y ERSE

(1) Os desvios de anos anteriores incluem tanto os desvios na retribuição das actividades reguladas como o desvio na componente de energia das tarifas de último recurso.

### 2.3.2. Caracterização da procura

No Quadro 4 apresenta-se a distribuição de clientes e do consumo por nível de tensão e tarifa de acesso em Espanha e Portugal. Observa-se que não existe uma correspondência nem entre os níveis de tensão, com excepção da baixa tensão, nem na estrutura das tarifas de acesso.

Efectivamente, enquanto em Espanha as tarifas de acesso apresentam cinco escalões de tensão: Baixa Tensão (inferior a 1 kV), Média Tensão (entre 1 e 36 kW), Alta Tensão 1 (entre 36 kV e 72,5 kV), Alta Tensão 2 (entre 72,5 kV e 145 kV) e Muito Alta Tensão (acima de 145 kV), em Portugal existem quatro escalões de tensão: Baixa Tensão (inferior a 1 kV), Media Tensão (entre 1 e 45 kV), Alta Tensão (entre 45 kV e 110 kV) e Muito Alta Tensão (mais de 110 kV). Analogamente, se bem que em ambos os países existem 10 tarifas de acesso, não existe uma correspondência unívoca entre tarifas de acesso, já que dependem do escalão de tensão e da potência contratada.

No que concerne a distribuição do número de clientes e consumo entre alta e baixa tensão, observa-se tanto em Portugal como em Espanha que 99,6% dos clientes, cujo consumo representa aproximadamente 52,5% do consumo total previsto para 2010, em Espanha, e 50,8%, em Portugal, está ligado a redes de baixa tensão, estando o resto dos consumidores ligados a redes de muito alta, alta e média tensão.

Em Espanha 94% dos clientes, cujo consumo representa 32,3% do consumo total do sistema, está ligado a redes de tensão inferior a 1 kV e têm uma potência contratada inferior a 10 kW, pelo que têm possibilidade de permanecer na tarifa de último recurso. Estima-se que em 2010

estarão na tarifa de último recurso 22,7 milhões de consumidores (80%), com um consumo aproximado de 66.600 GWh (27%).

Actualmente em Portugal são estabelecidas tarifas de Venda a Clientes Finais reguladas para todos os níveis de tensão. Estas serão extintas a partir de 1 de Janeiro de 2011 para os fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE, assegurando-se a existência de um período transitório para a escolha de um comercializador no mercado livre durante o ano de 2011. Importa assinalar que 75% do consumo dos clientes cujas tarifas vão ser eliminadas, que representa aproximadamente 55% do consumo total do sistema, foi fornecido por um comercializador livre em Janeiro de 2010.



PLANO DE COMPATIBILIZAÇÃO REGULATÓRIA NO ÂMBITO DO MIBEL  
HARMONIZAÇÃO DA METODOLOGIA DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Quadro 4. Distribuição do número de clientes e seu consumo por nível de tensão e grupo tarifário em Espanha e Portugal. Previsão 2010.

ESPANHA							
Nível de tensão	Tarifa de acesso	CONSUMIDORES		ENERGIA CONSUMIDA		Dimensão média kWh / cliente	
		Número	%	GWh	%		
<b>1 kV</b>	2.0 (P ≤ 10 kW)	2.0A: (Simples)	25 645 316	89,7%	70 083	28,9%	2,73
		2.0DHA: (Bi - horaria)	1 248 939	4,4%	8 264	3,4%	6,62
	2.1 (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.1A: (Simples)	684 677	2,4%	6 857	2,8%	10,01
		2.1DHA: (Bi - horaria)	167 948	0,6%	2 675	1,1%	15,93
	3.0A (P > 15 kW)	746 404	2,6%	39 269	16,2%	52,61	
	3.1 (P < 450 kW)	86 206	0,3%	21 916	9,0%	254	
<b>36 kV</b>	6.1 (P > 450 kW)	16 660	0,1%	51 530	21,3%	3 093	
	6.2	1 422	0,0%	15 385	6,3%	10 821	
<b>72,5 kV</b>	6.3	330	0,0%	7 621	3,1%	23 093	
<b>145 kV</b>	6.4	304	0,0%	18 686	7,7%	61 411	
<b>TOTAL</b>		<b>28 598 208</b>	<b>100%</b>	<b>242 286</b>	<b>100,0%</b>	<b>8,47</b>	

(1) Inclui fornecimentos de Iluminação Pública

Fontes: CNE e ERSE

PORTUGAL CONTINENTAL							
Nível de tensão	Tarifa de acesso	Opção Tarifária	CONSUMIDORES		ENERGIA CONSUMIDA		Dimensão média kWh / cliente
			Número	%	GWh	%	
<b>1 kV</b>	BTN ≤ 2.3 kVA		477 387	7,8%	238	0,5%	0,50
	BTN ≤ 20.7 kVA y >2,3 kVA	Simples	4 781 998	78,4%	11 976	26,5%	2,50
		Bi-horarias (1)	712 156	11,7%	5 666	12,6%	7,96
		Tri-horaria	1 383	0,0%	2	0,0%	1,56
		BTN (20,7 kVA < P < 41,4)		74 188	1,2%	2 381	5,3%
	BTE (P > 41,4)		32 617	0,5%	3 456	7,7%	105,96
<b>45 kV</b>	MT		22 946	0,4%	14 239	31,5%	621
	AT		207	0,0%	5 610	12,4%	27 102
<b>110 kV</b>	MAT		53	0,0%	1 577	3,5%	29 755
<b>TOTAL</b>			<b>6 102 935</b>	<b>100%</b>	<b>45 146</b>	<b>100%</b>	<b>7,40</b>

### **3. PROPOSTA DE HARMONIZAÇÃO DE METODOLOGIAS PARA O ESTABELECIMENTO DE TARIFAS DE ACESSO E TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO**

A adopção de uma metodologia tarifária harmonizada deve contemplar os mesmos princípios gerais, bem como a definição de componentes de custos regulados e de critérios de afectação semelhantes.

#### ***3.1. Procedimento para o estabelecimento de tarifas***

O procedimento para estabelecer as tarifas deve contemplar duas fases, a saber: (1) aprovação da metodologia global a adoptar no cálculo das tarifas e de todos os procedimentos de aprovação e revisão quer da metodologia, quer dos preços, e (2) aprovação e revisão dos próprios preços a partir de hipóteses concretas.

O cumprimento das melhores práticas internacionais na defesa dos consumidores e na promoção da concorrência incluem um conjunto de procedimentos associados ao processo de aprovação das tarifas que a seguir se apresentam.

##### ***3.1.1. Procedimento para estabelecer e rever a metodologia***

Um dos aspectos mais relevantes do procedimento para determinar as tarifas de acesso consiste na definição e publicação antecipada da metodologia de cálculo das tarifas.

O procedimento para estabelecer e rever a metodologia de alocação de custos deve ser um processo transparente que permita aos agentes que se pronunciam sobre a mesma, pelo que é necessário que além disso contemple o processo de revisão da própria metodologia, isto é, de quanto em quanto tempo se revê a metodologia e os agentes que intervêm no processo de revisão.

Face ao exposto, propõe-se que a própria metodologia de fixação das tarifas de acesso deve ser submetida á opinião dos agentes, quer através da participação do Conselho tarifário/Consultivo, quer mediante processo de Consulta Pública, tanto no momento do seu estabelecimento como em cada revisão, que se propõe que se realize em períodos de três a cinco anos.

##### ***3.1.2. Procedimento de aprovação e de revisão dos preços das tarifas de acesso***

O processo de cálculo e aprovação das tarifas deve resultar da aplicação da metodologia de cálculo das tarifas, assim como dos procedimentos aprovados ex-ante. Isto é, o próprio procedimento de revisão das tarifas de acesso deve estabelecer a periodicidade de revisão dos preços, os agentes que participam em cada etapa do procedimento, assim como a informação que estes devem fornecer (quer a informação necessária para que o regulador elabore a sua proposta de revisão, quer a informação que deve acompanhar a revisão de preços para justificar os custos e tarifas propostas) e os prazos de que se dispõe quer para fornecer a informação quer para se pronunciarem sobre a proposta de revisão das tarifas.

Em coerência, propõe-se que a metodologia contemple, pelo menos<sup>11</sup>, uma revisão anual das tarifas de acesso, coincidente com a revisão dos proveitos das actividades reguladas, e o prazo de um mês, para que o Concelho Tarifário/Consultivo se pronuncie sobre a proposta de tarifas.

### **3.2. Princípios gerais para estabelecer tarifas**

Considera-se que as tarifas de acesso de Espanha e Portugal devem ser estabelecidas de acordo com os seguintes princípios:

- *Transparência* na definição dos custos de acesso, dos critérios de afectação dos mesmos, das variáveis e hipóteses utilizadas e das normas implícitas na metodologia tarifária proposta.
- *Objectividade e suficiência*: Este é o princípio fundamental que motiva a elaboração da metodologia tarifária. Na realidade, a metodologia proposta parte do estabelecimento de regras claras e objectivas de afectação de custos para estabelecer tarifas que garantam a recuperação dos custos.
- *Eficiência*: As tarifas de acesso devem reflectir os custos que os fornecimentos causam no sistema, fomentando-se assim a eficiência económica, sem ignorar a necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, a qualidade de serviço e a estabilidade na evolução das tarifas. Se as tarifas de acesso de algum grupo tarifário não reflectirem os custos correspondentes, a estrutura tarifária pode implicar ineficiência económica e em particular energética, possibilitar a existência de subsídios para os custos que não se imputaram a determinado grupo tarifário e conduzir à não recuperação dos custos das actividades reguladas.
- *Aditividade*, como instrumento para garantir a inexistência de subsídios cruzados entre actividades reguladas e entre clientes. A inexistência de subsidiasções cruzadas entre actividades reguladas é assegurada pela separação quer de propriedade, quer jurídica, quer contabilística das várias actividades reguladas do sector eléctrico. A inexistência de subsidiasções cruzadas entre clientes nas tarifas de acesso, assim como nas tarifas do comercializador de último recurso, impõe que as tarifas devam ser determinadas de forma aditiva a partir das várias tarifas por actividade. Desta forma garante-se que cada cliente paga em função dos custos que causa no sistema, sendo necessário que a tarifa que lhe é aplicada resulte da soma das diferentes tarifas reguladas para cada uma das actividades.
- *Estabilidade*: A metodologia empregue deve proporcionar estabilidade regulatória, estabelecendo regras que devem permanecer no período de regulação definido, proporcionando aos distintos agentes do sistema regras de preços estáveis que lhes permitam planear a sua actividade a longo prazo.

### **3.3. Critérios de afectação/variáveis de facturação**

Em seguida discute-se para cada actividade regulada do acesso os critérios e as variáveis de facturação mais adequadas para a afectação destes custos aos consumidores/produtores. As

---

<sup>11</sup> No caso de se observarem desvios significativos entre as previsões implícitas no exercício tarifário e as variáveis reais que se estão a observar e que possam dar lugar ao aparecimento de um défice tarifário, a norma poderia contemplar a possibilidade de revisões em períodos inferiores ao ano, com o objectivo de minimizar os custos financeiros do mesmo e o tempo de recuperação do equilíbrio entre receitas e custos.

variáveis de facturação devem ser escolhidas de forma a que cada consumidor pague através da sua factura o custo que o seu fornecimento representa para o sector eléctrico. Adicionalmente as variáveis de facturação devem ter também em consideração a tecnologia disponível em equipamentos de medida, bem como a simplicidade adequada ao segmento de clientes.

### **3.3.1. Custos de redes**

A afectação dos custos de activos de transporte e distribuição entre consumidores distintos deve realizar-se tendo em conta os custos que provocam nas redes de transporte e distribuição que utilizam para o seu fornecimento. Para isso afectam-se os custos das redes em função de um modelo da rede conforme os distintos níveis de tensão tarifários, por forma a que cada consumidor pague os custos das redes do nível de tensão a que se encontram ligados, mais os custos das redes de níveis de tensão superiores que o seu fornecimento causa no sistema.

Os preços resultantes devem reflectir os custos da rede, incentivando o seu uso em períodos horários de menor procura, em que a saturação das redes é menor, e desincentivando o uso das redes em períodos horários de maior procura do sistema, em que a probabilidade de saturação das redes é mais elevada.

Considera-se que as variáveis de facturação adequadas para a recuperação dos custos das redes são a potência, a energia activa e a energia reactiva.

Com efeito, o dimensionamento das redes de energia eléctrica é fundamentalmente condicionado pela potência máxima entregue aos consumidores, pelo que se considera que o principal indutor de custo é a potência de desenho das redes, que por sua vez depende da potência contratada pelos consumidores e da simultaneidade dos consumos no momento de procura máxima. Podem ser utilizados diversos conceitos de potência para a recuperação destes custos, nomeadamente a potência máxima, a potência em horas de ponta, a potência contratada ou uma combinação das mesmas.

Adicionalmente, considerando que parte dos investimentos em redes são justificados para evitar perdas actuais e futuras, podem também ser considerados termos de energia de valor próximo do valor das perdas evitadas, as quais dependem da energia consumida em cada período horário, quer pelos coeficientes de perdas, quer pelo preço de energia eléctrica, dependerem do período horário.

Finalmente, considera-se que a facturação pelo uso das redes deve contemplar um termo de energia reactiva diferenciado por nível de tensão e por período horário, na medida em que as necessidades locais de energia reactiva são satisfeitas pelos operadores das redes de distribuição mediante a instalação de condensadores.

### **3.3.2. Custos de Comercialização de Redes**

Os custos de comercialização de redes dos operadores das redes de distribuição resultam das funções de leitura, processamento e tratamento da informação de medida, seu envio a todos os agentes do sector, facturação e cobrança dos serviços comerciais de redes.

No caso de esta ser uma actividade cuja remuneração é fixada separadamente da actividade de distribuição<sup>12</sup>, propõe-se como variável de facturação mais adequada um termo fixo, em linha com a natureza dos custos.

### **3.3.3. Restantes custos de acesso**

Os restantes custos, que compreendem os custos permanentes, custos de diversificação e de segurança de abastecimento e as anuidades correspondentes à recuperação dos défices de actividades reguladas, no caso de Espanha, e os custos relacionados com decisões de política energética e meio ambiente e custos de interesse económico geral, no caso de Portugal, são custos de natureza diversa que não dependem directamente das decisões de consumo. Assim, não se propõe um critério de afectação concreto, deixando-se liberdade aos reguladores de cada país para que seleccionem o critério que considerem mais adequado à natureza dos custos, sem distorcer o consumo global e respeitando sempre os princípios gerais.

Estes custos representam uma parcela cada vez mais importante dos custos totais recuperados pelas tarifas de acesso. Assim, a imputação destes custos aos consumidores deve ser analisada criteriosamente devendo-se procurar para cada caso o racional adequado para a escolha das variáveis de facturação (uma vez que estas são determinantes na definição da estrutura de pagamentos de cada custo pelos vários consumidores). O racional de imputação destes custos deve passar por garantir que:

- são os mesmos pagamentos por todos os consumidores nas mesmas circunstâncias, independentemente do fornecedor;
- não distorcem os sinais tarifários nem alteram significativamente as decisões de consumo dos consumidores.

## **4. PROPOSTAS ADICIONAIS DE HARMONIZAÇÃO REGULATÓRIA**

Neste capítulo apresentam-se uma série de propostas adicionais de harmonização que se consideram requisito prévio à harmonização das estruturas de tarifas de acesso e tarifas de último recurso, estabelecida no artigo 9 do Convénio.

### **4.1. Simetria de funções e competências dos reguladores ERSE e CNE**

A Directiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de Julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno da electricidade e que revoga a Directiva 2003/54/CE estabelece que a entidade reguladora terá, entre outras, a obrigação de estabelecer ou aprovar, em conformidade com critérios transparentes, as tarifas de transporte e distribuição e as suas metodologias.

A este respeito importa assinalar que, actualmente, enquanto a ERSE é o responsável pelo estabelecimento dos preços regulados em Portugal, o papel do regulador no caso espanhol está limitado a propor ou informar sobre a proposta legislativa do Ministério da Indústria, Turismo e Comércio.

---

<sup>12</sup> Em Portugal o custo de comercialização de redes está incorporado na actividade de distribuição.

A regulação independente deve enquadrar-se nas melhores práticas de governação, por permitir, entre outras situações: (i) o envolvimento de todos os agentes interessados no processo de decisão (concepção e aprovação das regras e medidas) através do recurso sistemático a processos de consulta pública e a intervenção dos respectivos Conselhos Consultivo/Tarifário da electricidade (ii) a criação de condições de mercado que permitam a tomada de decisões de forma descentralizada e óptima, e (iii) maior garantia de cálculo de tarifas eficientes, justas, estáveis e transparentes, prática estabelecida como desejável na referida directiva.

Considera-se que o quadro regulatório adoptado em Portugal no que respeita a aprovação de tarifas reguladas é o adequado, em linha com o estabelecido na nova directiva. Assim, importa proceder à harmonização das competências dos reguladores no que respeita a aprovação de tarifas reguladas no espaço ibérico.

#### **4.2. Âmbito de aplicação do fornecimento de último recurso**

A Directiva do Mercado Interno de Electricidade estabelece entre as obrigações de serviço público e protecção dos consumidores, a adopção de medidas por parte dos estados membros para garantir um nível adequado de protecção a determinados clientes. Entre outras medidas, para cumprir com as obrigações de serviço público e protecção dos consumidores os estados membros podem designar um comercializador de último recurso garantindo, sempre, a transparência, a não discriminação e não interferência no mercado. Com a introdução do fornecimento de último recurso pretende-se garantir um fornecimento de energia eléctrica aos consumidores de menor dimensão em condições de preço e qualidade razoáveis, em situações em que o mercado ainda não possa prestar essa garantia.

O Convénio Internacional de Santiago, na sua modificação dada pelo Acordo de Braga, estabelece que a partir de Janeiro de 2010 só poderão estar na TUR os clientes de baixa tensão. Neste contexto, em Janeiro de 2011 as tarifas de último recurso apenas seriam aplicáveis aos clientes de baixa tensão com potência inferior a 50 kW.

Actualmente o calendário de aplicação da TUR é distinto. Em Espanha o referido calendário foi ultrapassado, sendo as tarifas de último recurso aplicáveis aos consumidores de baixa tensão com potência contratada inferior a 10 kW e ao resto dos consumidores que durante um período transitório não tenham contrato com um comercializador. Em Portugal, o Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, estabeleceu a extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais para fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE a partir de 1 de Janeiro de 2011. Continuam a ser fornecidos pelo comercializador de último recurso os consumidores de baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA.

Tendo em conta a distinta evolução na definição do âmbito de aplicação do fornecimento de último recurso em ambos os países, considera-se aconselhável rever a definição do colectivo de consumidores que vão ser objecto de protecção e estabelecer, coerentemente, um calendário de aplicação do fornecimento de último recurso.

### **4.3. Produção em regime especial e sustentabilidade do sector eléctrico**

São estabelecidos no quadro da política energética europeia e nacional objectivos ambiciosos de produção de energia eléctrica a partir de fontes renováveis que representarão um esforço económico significativo para os consumidores de energia eléctrica. Actualmente, o custo deste tipo de produção designada por Produção em Regime Especial (PRE) é mais elevado do que o custo de produção por centrais convencionais, sendo a tarifa de aquisição de energia da produção em regime especial definida em legislação própria pelos Governos de Portugal e Espanha. A diferença entre o custo de aquisição de energia aos produtores em regime especial e o custo de energia no mercado organizado é suportada pelas tarifas de energia eléctrica, como componente de custo de política energética nas tarifas de Acesso.

A contribuição da PRE tem vindo a crescer sustentadamente ao longo do tempo, tendo atingido em 2009 um valor médio de 29% do consumo, tanto em Portugal como em Espanha. Este acréscimo da PRE, aliado a um custo de produção mais elevado do que o custo de produção em centrais convencionais, pode condicionar de forma significativa os preços de energia eléctrica no futuro próximo. Importa assinalar que o sobrecusto da produção em regime especial representa em 2010 21% e 37% dos custos de acesso em Portugal e em Espanha, respectivamente. Para 2010 perspectiva-se um sobrecusto da PRE de 611 milhões de euros em Portugal e de 5.888 milhões de euros em Espanha.

Adicionalmente, em Portugal o Decreto-Lei n.º 90/2006, que veio regulamentar a forma de alocação dos sobrecustos com a PRE de origem renovável a cada segmento de clientes, estabelece que o sobrecusto é alocado por nível de tensão, em função do número de clientes, e dentro de cada nível de tensão, em função da energia consumida. O resultado é uma quase total imputação dos sobrecustos da PRE de origem renovável aos clientes domésticos e pequenas empresas (clientes em BTN), suportando estes nas tarifas de energia eléctrica cerca de 90% dos sobrecustos com a produção em regime especial. Perspectiva-se já para 2010 que a produção em regime especial corresponda em Portugal a cerca de 67% do consumo dos clientes de BTN, o que se traduz num factor de agravamento da factura de energia eléctrica destes consumidores.

Por outro lado, no actual regime legal e regulamentar, o modelo de aprovisionamento do CUR prevê a obrigação de compra de toda a energia da PRE, incluindo a energia dos microprodutores. Num quadro de extinção das TVCF, as necessidades de carteira do CUR reduzem-se substancialmente.

Deste modo, o actual custo da PRE e a pressão que este poderá exercer sobre os preços de energia eléctrica, é fonte de preocupação acrescida para os reguladores de ambos os países, podendo estar em causa a sustentabilidade económica do sector. Procurando-se salvaguardar o interesse económico dos consumidores importa que o cumprimento dos objectivos da política energética seja assegurado ao menor custo, através da adopção de soluções que atenuem este crescimento de custo da PRE e/ou permitam mitigar o seu efeito sobre os preços de energia eléctrica.

Considerando que o custo de algumas destas novas tecnologias e os riscos associados à sua instalação e operação se têm vindo a reduzir, importa adoptar mecanismos competitivos de contratação de nova capacidade de produção em regime especial, que assegurem a minimização do sobrecusto face à produção convencional no médio e longo prazo.

As alterações que se perspectivam no terceiro período do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE/ETS), que se iniciará em 2013, ao impor a obrigação de compra da totalidade das licenças de emissão pelos centros electroprodutores através de leilões de licenças, irá resultar numa arrecadação de receitas pelos estados membros suportada pelos consumidores de energia eléctrica. Neste sentido, importa assegurar que as receitas geradas com os leilões de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> sejam utilizadas para atenuar o sobrecusto da produção em regime especial. Esta é uma das opções elegíveis pela legislação europeia na utilização destas receitas.

A utilização desta fonte de financiamento para pagar parte do sobrecusto da PRE não dispensa a adopção de medidas adicionais que assegurem a promoção destas tecnologias mais sustentáveis ao menor custo possível, numa perspectiva de médio e longo prazo.

Por último, importa salientar que a actual forma de imputação do sobrecusto da PRE através do acesso às redes tem contribuído para a existência de uma elevada variabilidade anual das tarifas de acesso. Sendo os custos unitários da PRE essencialmente de natureza fixa determinados através de preços garantidos estabelecidos por legislação, o sobrecusto da PRE previsto para cada ano depende da previsão dos preços de aquisição de energia no mercado organizado e das quantidades previstas para a PRE, o que, num contexto de forte volatilidade dos preços de energia eléctrica no mercado, conduz, por um lado, à existência de desvios anuais acentuados do sobrecusto da PRE e por outro lado, a uma grande variabilidade anual das tarifas de acesso.

Esta variabilidade da tarifa de acesso, induzida pela variabilidade do sobrecusto da PRE, que por sua vez resulta da variabilidade do preço de energia eléctrica no mercado, pode motivar uma actualização com maior periodicidade das tarifas de acesso nesta componente de custo dependente dos preços observados no mercado de energia eléctrica.

Considerando a acentuada penetração deste tipo de produção, as soluções presentemente adoptadas na conciliação do quadro remuneratório desta produção baseado em tarifas de preço garantido com o quadro remuneratório da produção ordinária em regime de mercado, deverão ser aperfeiçoadas no médio e longo prazo. Estes aperfeiçoamentos deverão permitir que a existência de preços garantidos da produção em regime especial, em parte independentes dos preços da produção ordinária, fundamentalmente dependentes dos preços dos combustíveis fósseis, possa contribuir para estabilizar os preços pagos pelos consumidores de energia eléctrica.

#### **4.4. Medidas para evitar défice de tarifas**

A legislação vigente quer em Espanha quer em Portugal prevê que as tarifas de energia eléctrica se estabeleçam ex-ante, o que requer necessariamente a utilização de previsões de custos, consumo e outros factores. Portanto, é natural que ocorram desvios entre as receitas tarifárias previstas e as verificadas, como consequência de diferenças/erros entre previsões e valores reais dos parâmetros. Em condições normais, estes desvios são absorvidos pelos consumidores em posteriores revisões de tarifas. No entanto, em certas ocasiões os desvios são de tal magnitude que a sua imputação a um único exercício provocaria incrementos significativos dos preços regulados, pelo que se decide que a sua recuperação seja efectuada durante vários anos. Este é o caso do que sucedeu tanto em Espanha como em Portugal nos últimos anos.



Em Espanha têm existido desde 2002 desvios que se têm imputado a distintos exercícios. Em 2007 introduziu-se um mecanismo para reconhecer o défice ex ante, devido a insuficiência das receitas das tarifas de acesso. Este mecanismo, que foi prorrogado na Disposição adicional vigésima primeira da Lei 54/1997, na redacção dada pelo Real Decreto-Lei 6/2009, mantém-se até ao ano de 2012 com o objectivo de estabelecer calendário para a supressão do défice de tarifas.

Adicionalmente, importa assinalar que no passado dia 24 de Dezembro, se publicou o Real Decreto-Lei 14/2010 com o objectivo de implementar diversas medidas para a correcção do défice tarifário do sector eléctrico. Entre as medidas adoptadas destaca-se do lado dos custos, a limitação das horas de produção da tecnologia fotovoltaica com direito a preço garantido e o financiamento do Plano de Poupança e Eficiência Energética através do Orçamento Geral de Estado, e do lado das receitas, a introdução do pagamento de acesso às redes para os produtores, quer em regime ordinário quer em regime especial, assim como a eliminação da isenção do pagamento de tarifas de acesso aos consumos por bombagem.

Em Portugal, o Decreto-Lei n.º 165/2008 possibilita a repercussão em períodos de tempo alargados de ajustamentos positivos ou negativos referentes a desvios de custos significativos e excepcionais de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso, com impactos tarifários elevados. Esta disposição corresponde assim ao diferimento de ajustamentos produzidos em situações extraordinárias de custos excepcionais. O referido Decreto-Lei permite também o diferimento de custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral que apresentem um impacte tarifário elevado nos clientes. A repercussão nas tarifas eléctricas desses custos diferidos é integralmente efectuada ao longo de um período máximo de 15 anos, a partir do ano seguinte, e os mesmos são pagos por todos os consumidores, de forma a não perturbar o funcionamento do mercado e mitigar os efeitos das circunstâncias excepcionais verificadas.

Considera-se que a manutenção durante um período de tempo prolongado de tarifas inferiores às necessárias para garantir a cobertura dos custos tem múltiplos efeitos adversos: i) sobre as próprias empresas, na medida em que se presta um serviço pendente de cobrança, ii) sobre os consumidores finais, que não recebem os sinais de preço adequados para realizar um uso eficiente da energia, e iii) sobre os próprios governos, que podem ver-se tentados a utilizar estes instrumentos como ferramentas para estabelecer limites ao incremento de tarifas.

Na medida em que a dívida a ser recuperada pelo sistema eléctrico atingiu um nível significativo, no caso de Espanha propõe-se que sejam evitadas medidas de criação de novo défice ex-ante. No caso de Portugal, propõe-se limitar o diferimento de custos para exercícios futuros aos custos relacionados com custos intrínsecos do sector, nomeadamente custos de redes e de energia. Em qualquer caso, propõe-se revisões das tarifas de acesso com periodicidade inferior ao ano quando se produzem situações de incrementos excepcionais dos custos não previstos.