

**PLAN DE COMPATIBILIZACIÓN REGULATORIA EN EL ÁMBITO DEL MIBEL  
ARMONIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LAS TARIFAS DE  
ACCESO A REDES**

Enero 2011

## ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN .....	3
2.	ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE ESPAÑA Y PORTUGAL .....	4
2.1.	<i>Punto de situación del mercado minorista</i> .....	4
2.1.1.	<i>España</i> .....	4
2.1.2.	<i>Portugal</i> .....	6
2.2.	<i>Descripción de los sistemas tarifarios</i> .....	9
2.2.1.	<i>España</i> .....	9
2.2.2.	<i>Portugal</i> .....	14
2.3.	<i>Caracterización de los sistemas tarifarios de España y Portugal en 2010</i> .....	18
2.3.1.	<i>Caracterización de los costes</i> .....	18
2.3.2.	<i>Caracterización de la demanda</i> .....	21
3.	PROPUESTA DE ARMONIZACIÓN DE METODOLOGÍAS PARA EL ESTABLECIMIENTO DE TARIFAS DE ACCESO Y TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO .....	24
3.1.	<i>Procedimiento para el establecimiento de tarifas</i> .....	24
3.1.1.	<i>Procedimiento para el establecer y revisar la metodología</i> .....	24
3.1.2.	<i>Procedimiento de aprobación y revisión de los precios de las tarifas de acceso</i> .....	24
3.2.	<i>Principios generales para establecer tarifas</i> .....	25
3.3.	<i>Criterios de asignación/variables de facturación</i> .....	26
3.3.1.	<i>Costes de redes</i> .....	26
3.3.2.	<i>Coste de gestión de ATR</i> .....	27
3.3.3.	<i>Resto de costes de acceso</i> .....	27
4.	PROPUESTAS ADICIONALES DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA .....	27
4.1.	<i>Simetría de funciones y Competencias de los reguladores ERSE y CNE</i> .....	27
4.2.	<i>Ámbito de aplicación del suministro de último recurso</i> .....	28
4.3.	<i>Producción en Régimen Especial y sostenibilidad del sector eléctrico</i> .....	29
4.4.	<i>Medidas para evitar déficit de tarifas</i> .....	31

## **1. INTRODUCCIÓN**

En el Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal firmado entre el Ministro de Industria, Turismo y Comercio de España y el ministro de Economía e Innovación de Portugal el 8 de marzo de 2007, se solicitó al Consejo de Reguladores una metodología armonizada para el cálculo de las tarifas de acceso. En dicho Plan se indicó que para garantizar un coste de acceso uniforme a nivel ibérico, los Gobiernos acordarían crear mecanismos de articulación y armonización de tarifas de acceso, en primera instancia para aplicar al segmento de grandes clientes de energía eléctrica.

En el presente documento se hace una propuesta de armonización de la metodología tarifaria (epígrafe 3) que debería aplicarse en ambos países.

En particular, se hace una propuesta sobre el procedimiento para establecer tarifas, sobre el mecanismo de aprobación y revisión tarifaria, sobre los principios generales tarifarios y sobre los criterios de asignación de costes para establecer las tarifas de acceso y sus variables de facturación. Estos aspectos se consideran básicos en toda metodología tarifaria, lo que explica que deban aplicarse de forma transparente en ambos casos. Todo ello a efectos de obtener tarifas de acceso suficientes, aditivas y que proporcionen señales de eficiencia en el consumo y en el uso de la redes de cada sistema, teniendo en cuenta en cada caso la caracterización de costes que corresponda en función de las características de su red, de sus objetivos de política energética y de las especificidades de otros costes incluidos en las tarifas de acceso que pagan los consumidores de cada zona. Asimismo, se incluyen propuestas adicionales de armonización (epígrafe 4) en cuanto a la necesaria simetría en las competencias tarifarias de los reguladores sectoriales ERSE y CNE en los términos expresados en la Directiva 2009/72/CE, de 13 de Julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, en el ámbito de aplicación de la TUR en los términos indicados en el Convenio Internacional, en el control y la actualización de desvíos importantes de costes, ligados a la volatilidad del precio de mercado, en el control de las primas de régimen especial y en la disciplina tarifaria necesaria para evitar que se generen déficit ex ante o el traslado a ejercicios futuros de costes imputables al ejercicio. Entre otros aspectos pendientes de revisión futura en la armonización de la regulación de ambos sistemas, cabe señalar el ámbito de aplicación de las tarifas de acceso, y en particular el pago por los servicios de acceso a redes por los generadores y, en su caso, la aplicación de tarifas de acceso discriminadas horariamente a los bombeos.

La propuesta de armonización viene precedida (epígrafe 2 del informe) de un análisis de la evolución reciente del mercado minorista en ambas zonas y del déficit tarifario. Asimismo, se caracteriza cada sistema tarifario, tanto en cuanto a la definición de la estructura de tarifas de acceso y TUR, como a la de los costes de actividades que incluyen los precios regulados de cada área.

Tal y como señala el Acuerdo de modificación del Convenio Internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, de 1 de octubre de 2004, hecho en Braga el 18 de enero de 2008, las Partes, mediante los acuerdos que estimen necesarios tenderán a la armonización de sus respectivas estructuras de tarifas de último recurso y peajes de acceso. En este sentido el

objetivo a medio plazo debe ser el de la armonización total de las estructuras de las tarifas de acceso y de las tarifas de último recurso entre ambos países.

A efectos de realizar la propuesta se realizó una consulta pública sobre las reglas que deberán seguirse en el proceso de aprobación y definición de las tarifas de acceso, teniendo en cuenta su armonización en el ámbito del MIBEL el 25 de septiembre de 2008. En particular, se consultó a los agentes sobre los procedimientos de aprobación tanto de las metodologías de cálculo, como de la de las tarifas de acceso a redes, los principios generales y criterios de asignación que deben regir el cálculo tarifario, el ámbito de aplicación y procedimiento de cálculo de las tarifas de último recurso, así como sobre otra serie de aspectos que se consideraron importantes a efectos del MIBEL.

El resumen de los comentarios recibidos de los agentes a la consulta está publicado en la web de ERSE y CNE.

## **2. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE ESPAÑA Y PORTUGAL**

### **2.1. Punto de situación del mercado minorista**

#### **2.1.1. España**

El sistema eléctrico español inició su proceso de liberalización a comienzos de 1998, con la implementación de un calendario progresivo<sup>1</sup> de elegibilidad para los clientes en función del nivel de consumo y/o tensión de su suministro. Este proceso de apertura del mercado se cierra el 1 de enero de 2003 (fecha en la que todos los consumidores pueden comprar su energía en el mercado). No obstante, no ha sido efectivo hasta el pasado 1 de julio de 2009, con la eliminación de las tarifas integrales.

Hasta la eliminación de las tarifas integrales el consumidor podía optar por permanecer en el mercado regulado y abonar dicha tarifa, o negociar su suministro en el mercado libre. Este proceso permitió una transición gradual del consumidor al mercado, si bien introdujo cierto riesgo de aparición de déficit de tarifas, en la medida en que cada consumidor buscara la opción - mercado o tarifa integral - en la que obtendría un menor precio.

En los primeros años de la liberalización, entre 1998 y 2001, las tarifas integrales reflejaron los costes de suministro. Al respecto se señala que, en esta primera etapa, el incremento de los costes fue moderado y la demanda experimentó un fuerte incremento, en torno al 20%.

A partir del año 2002, y especialmente desde 2005 en adelante, el aumento exponencial de los costes de generación no fue trasladado adecuadamente a las tarifas integrales. Ello tuvo como

---

<sup>1</sup> En la apertura del mercado se distinguen cuatro etapas:

- A partir del 1 de enero de 1998: podían comprar la energía en el mercado los consumidores de alta tensión con consumo superior a 15 GWh/año.
- Desde el 1 de enero hasta el 1 de octubre de 1999: el umbral de consumo de elegibilidad para los consumidores de alta tensión va disminuyendo progresivamente desde un nivel de consumo anual de 5 GWh hasta 1 GWh.
- A partir del 1 de julio de 2000: todos los consumidores de alta tensión son elegibles.
- A partir del 1 de enero de 2003: todos los consumidores de electricidad (incluidos los de baja tensión) pueden elegir libremente su suministrador en el mercado liberalizado.

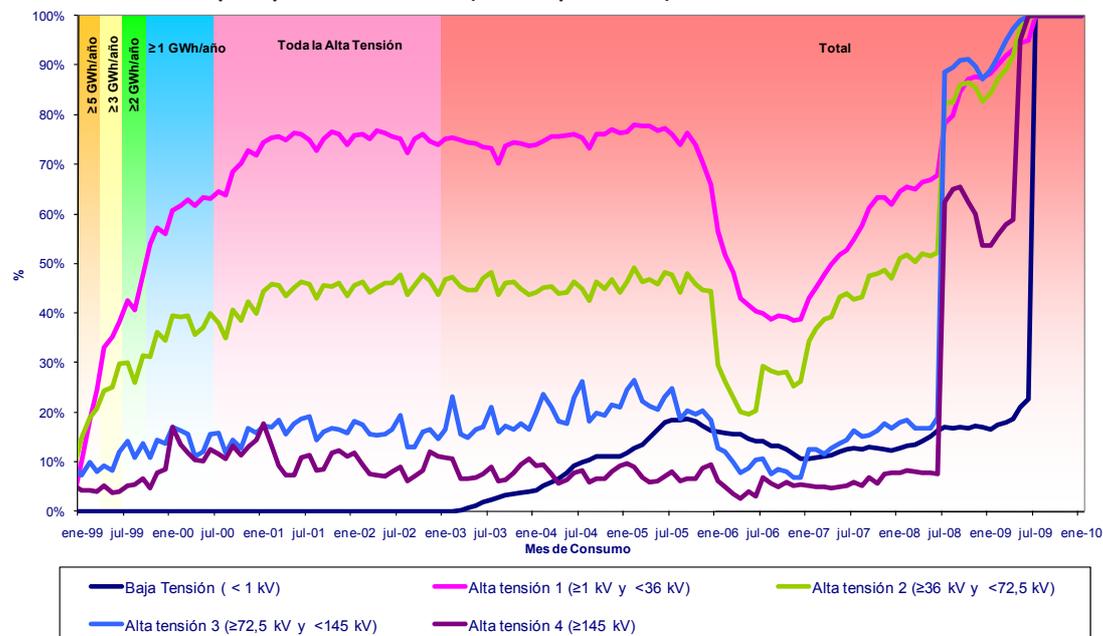
consecuencia, por una parte, la aparición de desvíos tarifarios y, por otra parte, el retorno masivo de los clientes de mercado al régimen de tarifa integral.

En el año 2007 se produce un cambio relevante: el déficit, que hasta entonces había sido calculado ex post, pasa a tener naturaleza ex ante (esto es, se reconoce la existencia del déficit de actividades reguladas antes de que se produzca, buscando su financiación mediante un mecanismo de subasta e incorporando la anualidad correspondiente en el cálculo de la tarifa de acceso, como un coste regulado). El objetivo de esta medida es doble: (1) eliminar barreras al desarrollo de la comercialización libre, al incorporar a las tarifas integrales el precio de mercado de la energía y (2) laminar el efecto sobre los consumidores del incremento necesario para alcanzar la suficiencia tarifaria.

Esta medida fue acompañada, también en 2007, de la introducción de revisiones de las tarifas integrales con periodicidad inferior al año; supresión de las tarifas específicas de alumbrado público y tracción e irreversibilidad en el cambio desde tarifa a mercado libre para consumidores de alta tensión. En julio de 2008 se dio un paso clave en la consolidación de la liberalización al suprimirse las tarifas generales en alta tensión. Por último, el 1 de julio de 2009 se eliminaron las tarifas integrales para todos los consumidores.

El siguiente gráfico muestra la evolución mensual de la participación del consumo en el mercado para el periodo comprendido entre enero de 1998 y enero de 2010, desagregado por niveles de tensión en España. Se observa que, tras la caída registrada en la segunda mitad del año 2005 y en el año 2006, se produce una recuperación a partir del 2007, alcanzándose la participación plena el 1 de julio de 2009 como consecuencia de la eliminación de tarifas integrales para todos los consumidores.

**Gráfico 1. Calendario de liberalización y evolución de la participación de la demanda en el mercado liberalizado por tipo nivel de tensión (sistema peninsular). Enero 1998-enero 2010**



Fuente: CNE

Finalmente, cabe señalar que, la eliminación de las tarifas integrales vino acompañada por la introducción del suministro de último recurso, de aplicación únicamente a los consumidores conectados a redes de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW y,

transitoriamente, a aquellos consumidores que no disponen de un contrato con un comercializador libre. El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica designa a las comercializadoras con obligación de suministro de último recurso, imponiendo, además de la separación jurídica establecida en la Ley 54/1997<sup>2</sup>, la obligación de separación contable para los suministros de clientes con derecho a TUR. De acuerdo con el citado Real Decreto, el coste de la energía que se incluye en la TUR se determina en relación con los precios de mercados a plazo.

### **2.1.2. Portugal**

El proceso de liberalización del sector eléctrico en el Portugal continental ha seguido una metodología idéntica a la de la mayor parte de los países europeos, habiendo efectuado la apertura de mercado de forma progresiva, empezando por incluir a los clientes de mayores consumos y de niveles de tensión más elevados. La liberalización se puso en marcha en 1995, para los grandes consumidores industriales, habiendo sido sucesivamente ampliada a todos los consumidores de muy alta tensión (MAT), alta tensión (AT), media tensión (MT)<sup>3</sup> y baja tensión especial (BTE)<sup>4</sup>. El 4 de septiembre de 2006 se lleva a cabo la última etapa de la liberalización del mercado de electricidad, a partir de la cual la totalidad de los cerca de 6 millones de clientes pasan a poder elegir a su suministrador de energía eléctrica<sup>5</sup>.

Actualmente coexisten de forma simultánea el mercado liberalizado y el mercado regulado, pudiendo así todos los clientes negociar sus contratos de energía con un comercializador en el mercado liberalizado o permanecer en el mercado regulado y pagar las Tarifas de Venta a Clientes Finales (TVCF) del Comercializador de Último Recurso (CUR). Cabe señalar, que las TVCF de los suministros en MAT, AT, MT y BTE han sido suprimidas a partir del 1 de enero de 2011, de acuerdo con lo establecido en el Decreto-Ley 104 /2010, de 29 de septiembre. Se establece un periodo transitorio, durante 2011, para la elección de un comercializador libre, estableciendo ERSE una tarifa de venta transitoria para aquellos clientes que no hayan contratado su suministro a través de un comercializador libre.

---

<sup>2</sup> En la redacción dada por la Ley 17/2007, de 4 de julio.

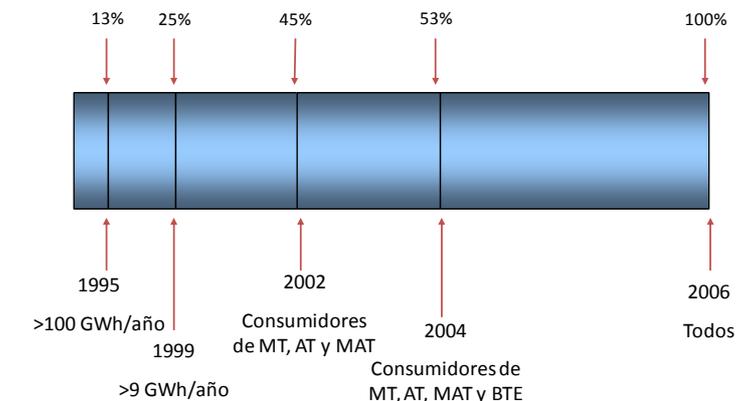
<sup>3</sup> MAT (superior a 110 kV), AT (superior a 45 kV e inferior o igual a 110 kV) y MT (superior a 1 kV e inferior o igual a 45 kV).

<sup>4</sup> Clientes conectados en BT (inferior o igual a 1 kV) con potencia contratada superior a 41,4 kW.

<sup>5</sup> En la apertura del mercado portugués de energía eléctrica se pueden identificar cuatro periodos:

- Hasta el 31 de diciembre de 2001 eran consideradas elegibles para la libre elección de suministrador los clientes en MT, AT y MAT con el consumo anual mínimo de 9 GWh.
- Entre el 1 de enero de 2002 y finales de febrero de 2004, el resto de los clientes en MAT, AT o MT.
- En el año 2004, con la publicación del Decreto-Ley n.º 36/2004, del 26 de febrero, habían pasado a ser igualmente elegibles los clientes en BTE.
- No fue hasta el año 2004, con la publicación del Decreto-Ley n.º 192/2004, del 17 de agosto, que se amplió el derecho de elegibilidad a todos los clientes en el Portugal continental. El ejercicio efectivo de elección de suministrador por parte de los clientes de energía eléctrica en BT con potencia contratada inferior o igual a 41,4 kVA (BTN) tuvo que esperar a la completa implementación de la plataforma para gestionar los procedimientos de cambio de suministrador, que entró en funcionamiento el 4 de septiembre de 2006.

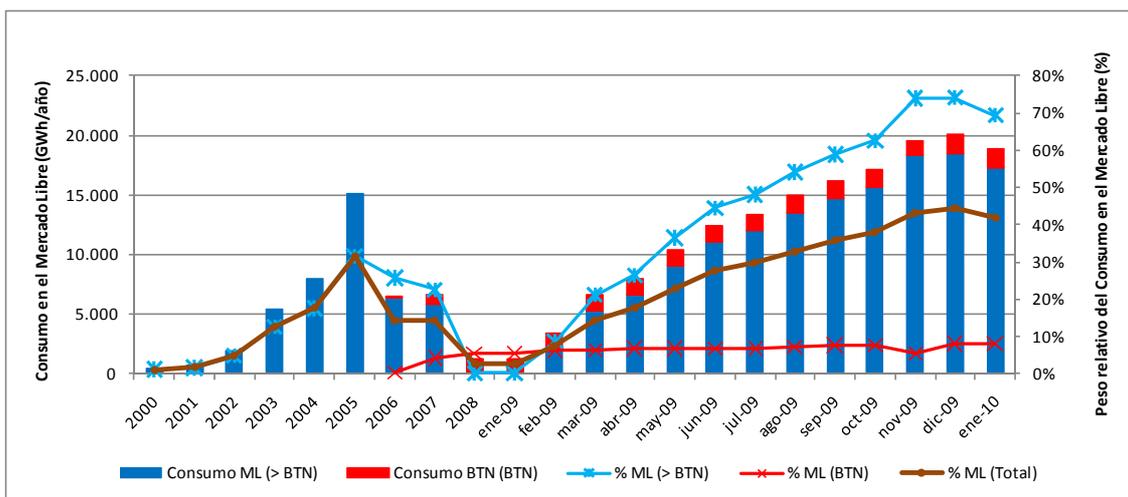
Gráfico 2. Calendario de liberalización en Portugal (consumo final elegible)



Fuente: ERSE

La evolución del Mercado Libre en Portugal no está siendo lineal, destacando a lo largo de este proceso algunos hechos relevantes que condicionaron su funcionamiento.

Gráfico 3. Evolución del Mercado Liberalizado en el Portugal continental (consumo en el ML)



Fuente: REN y EDP

ML: Mercado liberalizado

BTN: Baja Tensión Normal (Clientes conectados a redes de tensión inferior a 1 kV con potencia contratada inferior a 41,4 kVA)

Los primeros años, tras la apertura del mercado y el paso efectivo de los primeros clientes al mercado liberalizado (hasta el año 2005), se caracterizaron por un crecimiento sistemático de su volumen, tanto en número de clientes como en consumo. El hecho de que los costes hundidos del sistema eléctrico, asociados a la existencia de Contratos de Adquisición de Energía (CAE), se repercutieran totalmente en las tarifas a aplicar a los clientes del mercado regulado, creó condiciones favorables para el paso de clientes del mercado regulado hacia el mercado liberalizado, aprovechando el diferencial que existía entre las tarifas de último recurso y los precios en el mercado liberalizado. Por otro lado, la ausencia de congestiones en las interconexiones con España, durante este periodo, permitió la entrada de agentes externos en Portugal, que impulsaron el desarrollo del mercado liberalizado.

Durante el año 2006 la situación se invirtió, produciéndose el regreso de clientes al mercado regulado, con excepción de los clientes residenciales para los cuales se produjo una apertura

del mercado en septiembre de 2006. Esta situación se explica por la subida de los precios en el mercado diario español, donde los comercializadores libres se aprovisionaban, en relación con los CAES y con la consecuente pérdida de competitividad de los precios propuestos por los comercializadores libres frente a las TVCF del CUR.

Durante este año la publicación del Decreto-Ley n.º 264/2007, del 24 de julio, favoreció la aparición de un mercado organizado y el establecimiento de reglas transparentes en la imputación de los costes hundidos del sistema eléctrico a todos los clientes del sector eléctrico (aplicación de los CMEC – Costes de Mantenimiento del Equilibrio Contractual), corrigiendo las anteriores distorsiones en los precios de energía eléctrica.

Pese a ello se mantiene en 2007 la tendencia de regreso de clientes al mercado regulado, siendo el mercado liberalizado en Portugal prácticamente residual en 2008. Esta situación se explica por las diferencias en los precios de la energía en el mercado liberalizado y en el mercado regulado. Las TVCF del CUR que se aplicaron en 2008 habían sido calculadas a finales del año 2007, con las mejores previsiones de aquel momento, tanto de las empresas reguladas como de ERSE, sin anticipar, siguiendo las mejores prácticas de la regulación, déficit tarifario definido ex ante alguno.

La acentuada subida de los precios de los combustibles fósiles a partir de finales de 2007 y, en consecuencia de los precios de la energía eléctrica en los mercados organizados de energía, no se vio reflejada en las TVCF del CUR, provocando desajustes importantes entre el nivel de costes incluido en las tarifas de energía eléctrica de último recurso y los costes reales asumidos por los comercializadores que actuaban en el mercado liberalizado. Esta situación originó una vuelta de prácticamente todos los clientes al mercado regulado, con excepción de los clientes residenciales (BTN), aumentándose así las diferencias de los costes de adquisición de energía del CUR.

En 2009 se volvió a producir un fuerte dinamismo en el mercado liberalizado, representando éste en enero de 2010, cerca del 42% del consumo total. Se estima para 2010 un consumo anual de 45.146 GWh para el sector eléctrico en Portugal.

Por último, hay que añadir que la comercialización de último recurso, establecida por el Decreto-Ley n.º 29/2006 y el Decreto-Ley n.º 172/2006, está asegurada por una entidad con independencia jurídica del operador de la red de distribución. El CUR se aprovisiona de energía en el mercado para la total satisfacción de los consumos de sus clientes. Las tarifas de último recurso incluyen los costes de energía asumidos por el CUR, las tarifas de acceso a las redes pagadas y un margen de comercialización regulado. En paralelo, existen otros 10 operadores de ámbito local, que, en términos de energía comercializada, no exceden el 1% del consumo total en el Portugal continental y que se incluyen también en el ámbito de la comercialización de último recurso.

## 2.2. Descripción de los sistemas tarifarios

### 2.2.1. España

En España todos los consumidores<sup>6</sup> deben hacer frente al pago de las *tarifas de acceso* (por el uso de las redes y otros costes regulados) y los *pagos por capacidad* (para financiar el coste derivado de la garantía de suministro).

Los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW pueden optar por comprar la electricidad a través de un comercializador de último recurso, en cuyo caso pagan por su suministro las *tarifas de último recurso* (que incorporan en su estructura, además de las tarifas de acceso y los pagos por capacidad, el coste de la energía y el margen de comercialización).

Las **tarifas de acceso**, establecidas por el Real Decreto 1164/2001, de 26 de Octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, deben cubrir los siguientes costes:

- (i) Transporte,
- (ii) Distribución,
- (iii) Gestión comercial de distribuidores,
- (iv) Costes permanentes (Compensación extrapeninsular, Comisión Nacional de Energía, Operador del sistema y saldo del Operador del mercado),
- (v) Costes de Diversificación y Seguridad de abastecimiento (Primas del Régimen Especial, Moratoria Nuclear y Segundo ciclo de combustible nuclear) y
- (vi) Desajuste de ingresos de las actividades reguladas.

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1164/2001, la metodología de asignación debe de cumplir los siguientes principios generales: (i) recuperación de los costes de acceso establecidos reglamentariamente; (ii) asignación eficiente de los costes entre los distintos suministros; (iii) tarifas máximas y únicas en todos el territorio nacional y (iv) los costes de acceso a redes se asignarán entre los suministros, aplicando criterios transparentes que aseguren la recuperación de los costes.

No obstante lo anterior, en sentido estricto, no se dispone de una metodología explícita de asignación de costes a tarifas de acceso, sino que dispone de un conjunto de normas en las que se establecen los principios generales y los costes a recuperar mediante la aplicación de las tarifas de acceso y un conjunto de normas en las que se establecen las tarifas a aplicar.

En relación con lo anterior cabe señalar que la CNE remitió en 2001 al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una detallada propuesta de metodología para el establecimiento de las tarifas de acceso a las redes de transporte, que cumple los principios establecidos en el citado Real Decreto.

---

<sup>6</sup> El Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, ha modificado los artículos 15, 17, 19, 26, 30 y 35 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico con objeto de introducir el pago por de peajes por parte de los productores, tanto en régimen ordinario como en régimen especial, estableciendo, en tanto no se desarrolle reglamentariamente, un pago de 0,5 €/MWh vertido, a partir del 1 de enero de 2011.

Las tarifas de acceso se estructuran, según el nivel de tensión y la potencia contratada, de la siguiente manera:

- *Tarifas de Baja Tensión (BT)* corresponden a los suministros con nivel de tensión inferior a 1 kV y se clasifican, según la potencia contratada, de la siguiente forma:
  - *Tarifa 2.0 A:* aplicable a suministros en baja tensión con potencia contratada no superior a 10 kW. Los consumidores pueden optar por una modalidad de facturación de la energía en dos periodos.
  - *Tarifa 2.1 A:* aplicable a suministros en baja tensión con potencia contratada superior a 10 kW e inferior a 15 kW. Los consumidores pueden optar por una modalidad de facturación de la energía en dos periodos.
  - *Tarifa 3.0. A:* tarifa de 3 periodos (punta, llano y valle) aplicable a suministros en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW.
  
- *Tarifas de Alta Tensión (AT)* corresponden a los suministros con tensión superior o igual a 1 kV y se clasifican, según el nivel de tensión y/o la potencia contratada, en:
  - *Tarifa 3.1 A:* tarifa para suministros en tensiones de 1 a 36 kV con potencia contratada inferior o igual a 450 kW.
  - *Tarifa 6.1:* aplicable a suministros en tensión de 1 a 36 kV y potencia contratada superior a 450 kW.
  - *Tarifa 6.2:* aplicable a suministros con tensión superior a 36 kV e inferior o igual a 72,5 kV.
  - *Tarifa 6.3:* aplicable a suministros con tensión superior a 72,5 kV e inferior o igual a 145 kV.
  - *Tarifa 6.4:* aplicable a suministros con tensión superior a 145 kV.
  - *Tarifa 6.5:* aplicable a conexiones internacionales.

Las tarifas de acceso constan de un término fijo (€/kW año) por potencia contratada, un término variable (€/kWh) por energía consumida y un término variable (€/kVarh) por energía reactiva.

Los términos de potencia y energía pueden presentar diferenciación por periodos horarios de acuerdo con 2 (tarifas 2.0 A y 2.1 A cuando el consumidor opta por discriminación horaria), 3 (tarifas 3.0 A y 3.1 A) ó 6 periodos tarifarios (tarifas 6.1, 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5). La discriminación por periodos horarios en las tarifas de acceso difiere en función del mes, del día de la semana y de las horas de consumo (véase Cuadro 1).

Cuadro 1. Estructura de tarifas de acceso

NT	Tarifa	Límite Potencia contratada (kW)	Potencia (1)	Energía activa (2)	Energía reactiva (3)
			(Número de periodos tarifarios)	(Número de periodos tarifarios)	
Baja tensión ( $\leq 1$ 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
Media Tensión (> 1 kV y $\leq 36$ kV)	3.1	< 450 kW	3	3	b
	6.1	$\geq 450$ kW	6	6	b
Alta Tensión 1 (> 36 kV y $\leq 72,5$ kV)	6.2	-	6	6	b
Alta tensión 2 (> 72,5 kV y $\leq 145$ kV)	6.3	-	6	6	b
Muy Alta Tensión (>145 kV)	6.4	-	6	6	b
	6.5 CI <sup>(4)</sup>	-	6	6	b

Notas:

- (1) Existe un término por potencia contratada por cada uno de los periodos tarifarios
- (2) Existe un término por energía consumida en cada uno de los periodos tarifarios
- (3) Existe un término por energía reactiva diferenciado por  $\cos \phi$ .
  - a Únicamente aplicable cuando  $\cos \phi < 0,55$
  - b Únicamente aplicable cuando  $\cos \phi < 0,95$
- (4) Aplicable únicamente a las exportaciones a países extracomunitarios

El término de energía reactiva se aplica a todos los periodos tarifarios, a excepción del periodo de valle (periodo 3 para las tarifas de acceso 3.0 A y 3.1 A y periodo 6 para las tarifas de acceso de 6 periodos) de todas las tarifas de acceso (excepto tarifa de acceso 2.0 A y 2.1 A), siempre que el  $\cos \phi$  sea inferior a 0,95. El precio del término de energía reactiva presenta diferenciación en función de  $\cos \phi$ .

Las **tarifas de último recurso** (TUR) son los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de último recurso a los consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

Las TUR se fijan de forma que en su cálculo se respete el principio de suficiencia de ingresos y no ocasionen distorsiones de la competencia en el mercado e incluyen, de forma aditiva, los siguientes costes:

- (i) El coste estimado de producción de energía eléctrica
- (ii) Los peajes de acceso que correspondan.
- (iii) Los costes de comercialización que correspondan.

Existe una única TUR, con la posibilidad, en caso de disponer de equipos de medida, de acogerse a la modalidad con discriminación horaria que diferencia el consumo en dos periodos tarifarios al día, cuya estructura coincide con las correspondientes tarifas de acceso (2.0 A y 2.0 A DHA).

La metodología de cálculo de las tarifas de último recurso y su estructura están establecidas en la Orden ITC/1659/2009. En particular, en la citada Orden se establece que el término de potencia de la tarifa de último recurso será el resultado de añadir al término de potencia de la tarifa de acceso correspondiente el coste de comercialización del CUR. Asimismo, el término de energía de la tarifa de último recurso será el resultado de añadir al término de energía de la tarifa de acceso el coste estimado de la energía basado en referencias de los productos a plazo.

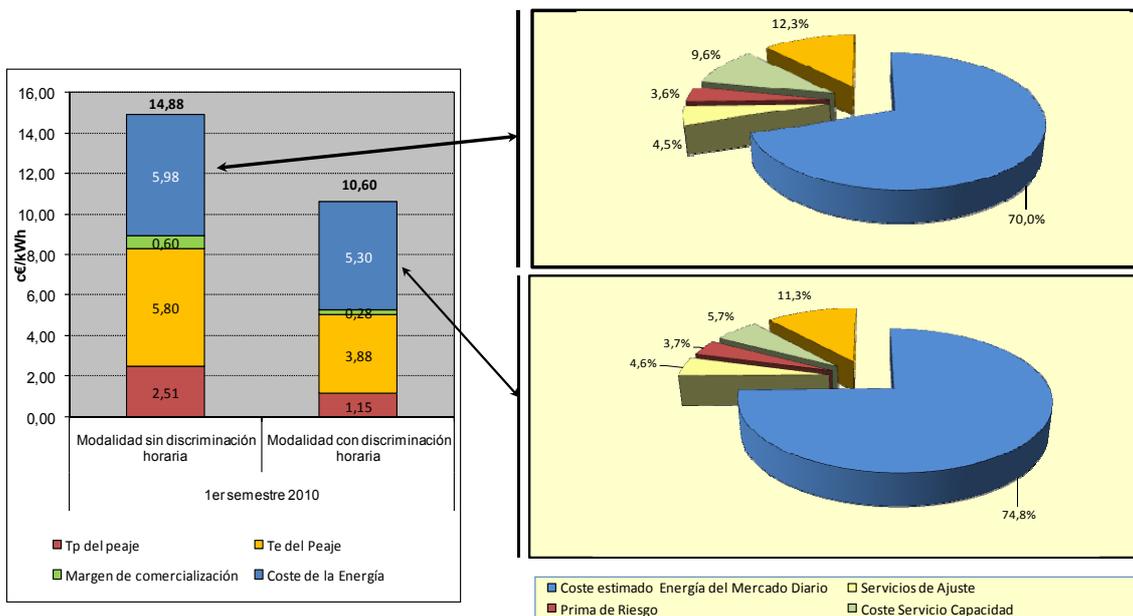
El coste de comercialización se establece como un pago fijo, expresado en €/kW contratado y año.

El coste estimado de la energía de las tarifas de último recurso se calcula para cada trimestre como la suma del coste estimado del mercado diario, el coste de los servicios complementarios, incrementados ambos por una prima de riesgo y los pagos por capacidad, todo ello incrementado por un coeficiente de pérdidas estándares, según el nivel de tensión y periodo horario. El precio estimado del mercado diario es un *pass through* de los precios resultantes de las subastas de energía CESUR.

En el Gráfico 4 se muestra la facturación media a que deberá de hacer frente el consumidor medio acogido a TUR con discriminación horaria y el consumidor medio acogido a TUR sin discriminación horaria. Se observa que los costes de acceso y comercialización de último recurso representan aproximadamente el 60% de la factura media del cliente acogido a TUR sin discriminación horaria y el 50% de la factura media del cliente acogido a TUR con DH.

En cuanto al coste de energía, cabe señalar que los dos componentes principales son el coste estimado de la energía en el mercado diario y las pérdidas, que llegan a representar el 70% y el 12%, respectivamente, en el caso del consumidor sin discriminación horaria y el 75% y el 11%, respectivamente, en el caso de un consumidor acogido a discriminación horaria.

**Gráfico 4. Facturación media y composición de la Tarifa de Último Recurso (de consumidores de baja tensión y potencia contratada inferior a 10kW). 1er semestre de 2010**



Fuente: CNE y Resolución de 29 de diciembre de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el primer semestre de 2010.

Las tarifas de último recurso constan de un término fijo (€/kW año) por potencia contratada, un término variable (€/kWh) por energía consumida y, en su caso<sup>7</sup>, un término variable (€/kVArh) por energía reactiva.

Los **pagos por capacidad**, no incluidos en las tarifas de acceso, son los precios regulados pagados por los consumidores para hacer frente a la financiación<sup>8</sup> del Incentivo a la inversión (coste estimado en 466 M€ para 2010), destinado exclusivamente a promover la construcción de nuevas instalaciones de generación. En relación con los pagos por capacidad es importante señalar que los ingresos resultantes de aplicar estos precios regulados supera a los costes, por lo que el saldo es considerado un ingreso liquidable del sistema y, por tanto, minora el déficit de acceso. Para 2010 se ha estimado dicho saldo por parte del Ministerio en aproximadamente 535 M€.

Los pagos por capacidad constan de un término variable (€/kWh) diferenciado por nivel de tensión y periodo horario.

Por último, cabe señalar que, en España, actualmente son dos los **impuestos** que se aplican a las tarifas eléctricas; el Impuesto de la electricidad y el Impuesto sobre el Valor Añadido.

El *Impuesto sobre la Electricidad* tiene como objetivo básico la obtención de los ingresos necesarios para compensar la supresión del recargo en concepto de ayudas a la minería del

<sup>7</sup> Estos consumidores deberán disponer de los equipos de corrección del consumo de energía reactiva adecuados para conseguir como máximo un valor medio del mismo del 50 por 100 del consumo de energía activa; en caso contrario la empresa podrá exigir la instalación del contador correspondiente y facturar por este concepto.

<sup>8</sup> Está pendiente de desarrollo el Incentivo a la disponibilidad, destinado a contratar disponibilidad de potencia en un horizonte temporal igual o inferior al año con aquellas tecnologías que, con mayor probabilidad, pudieran estar indisponibles en los periodos de demanda punta.

carbón y representa el 4,864 por 100 de la facturación eléctrica, afectado por un coeficiente de 1,05113.

En cuanto al *Impuesto sobre el Valor Añadido*, cabe señalar que, el tipo general aplicado al suministro eléctrico hasta el 30 de junio era del 16%, y que a partir del 1 de julio de 2010, es del 18%.

### **2.2.2. Portugal**

Las **tarifas de acceso** a redes son pagadas por todos los consumidores de energía eléctrica por el uso de las infraestructuras, tanto si es proporcionado por un comercializador del mercado libre como por el comercializador de último recurso.

El cálculo de las tarifas obedece a la metodología de cálculo previamente establecida en el Reglamento Tarifario, en el cual figura el proceso de fijación de las tarifas, incluyendo su programación en el tiempo, fijado también reglamentariamente. El Reglamento Tarifario es aprobado por ERSE mediante un dilatado proceso de consulta pública. En los términos establecidos en el Reglamento Tarifario, ERSE presenta una propuesta de tarifas debidamente justificada al Consejo Tarifario hasta el 15 de octubre de cada año. El Consejo Tarifario, en donde están representados los consumidores y las empresas reguladas, analiza la propuesta de ERSE y emite su opinión hasta el 15 de noviembre. Teniendo en cuenta la opinión del Consejo Tarifario (no vinculante), ERSE aprueba, en un plazo que acaba el 15 de diciembre, las tarifas para aplicar a partir del 1 de enero del año siguiente. Toda la documentación que justifica la aprobación de las tarifas, la opinión del Consejo Tarifario y la respectiva respuesta de ERSE, se hacen públicos a través de su página de Internet.

La retribución de cada una de las actividades reguladas del acceso se recuperan a través de tarifas específicas (tarifas de Uso Global del Sistema, de Uso de la Red de Transporte y de Uso de la Red de Distribución), cada una con estructura tarifaria propia y caracterizada por un determinado conjunto de variables de facturación. Estas tarifas permiten recuperar, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento Tarifario, los siguientes costes:

- (i) Gestión del Sistema.
- (ii) Transporte.
- (iii) Distribución.
- (iv) Costes derivados de medidas de política energética, ambiental o de interés económico general (sobrecoste de la producción en régimen especial, sobrecoste de los sistemas extrapeninsulares, costes de promoción de la eficiencia en el consumo, costes de funcionamiento de ERSE, transferencias para la Autoridad de la Competencia y para el OMIP/OMIClear, costes de promoción de la eficiencia en el consumo, costes para el mantenimiento del equilibrio contractual que resultan del cese anticipado de los contratos de adquisición de energía, sobrecostes con los contratos de adquisición de energía no renegociados por opción de los productores y remuneración de los terrenos que integran el dominio público hídrico).
- (v) Desvíos de costes de actividades reguladas.

Está prevista la financiación del coste derivado de los pagos por capacidad mediante las tarifas de acceso a las redes, si bien no se ha imputado importe en 2010 por este concepto.

Los precios de las tarifas de cada actividad son determinados de manera que, por un lado, su estructura se ajuste a la estructura de los costes marginales o incrementales y, por otro lado,

que la retribución de cada actividad sea recuperada. La aplicación de las tarifas y su facturación se basan en el principio de la no discriminación por el uso final dado a la energía, estando las opciones tarifarias disponibles para todos los consumidores.

Las tarifas de acceso a redes se diferencian por nivel de tensión, tipo de suministro y opción tarifaria, del siguiente modo:

- Tarifas de BTN, aplicables a suministros de tensión inferior o igual a 1 kV y potencia contratada inferior o igual a 41,4 kVA, diferenciadas en función de la potencia contratada:
  - Tarifas aplicables a clientes con potencia contratada superior a 20,7 kVA, estando los precios de energía diferenciados por tres períodos horarios.
  - Tarifas aplicables a clientes con potencia contratada superior a 2,37 kVA e inferior o igual a 20,7 kVA, existiendo tres opciones tarifarias (simple, bihoraria y trihoraria).
  - Tarifas aplicables a clientes con potencia contratada inferior o igual a 2,37 kVA, sin diferenciación de los precios de energía.
- Tarifas de BTE, aplicables a suministros de tensión inferior o igual a 1 kV y potencia contratada superior a 41,4 kW.
- Tarifas de MT, aplicables a suministros de tensión superior a 1 kV e inferior o igual a 45 kV.
- Tarifas de AT, aplicables a suministros de tensión superior a 45 kV e inferior o igual a 110 kV.
- Tarifas de MAT, aplicables a suministros de tensión superior a 110 kV.

En cuanto a las variables de facturación, las tarifas de acceso a redes se establecen teniendo en cuenta las mismas variables de las tarifas por actividad que las componen:

- La tarifa de Uso Global del Sistema se compone de precios de energía (€/kWh), diferenciados por periodo horario (punta, llano, valle normal y supervalle).
- Las tarifas de Uso de la Red de Transporte y las tarifas de Uso de la Red de Distribución se componen por precios de energía (€/kWh), diferenciados por periodo horario, precios de potencia contratada y de potencia en horas de punta (€/KW y mes) y precios de energía reactiva (€/kVArh).

En el caso de las tarifas de BTN, dado que los equipos de medida del consumo no permiten la aplicación directa de las variables de facturación de las tarifas por actividad, se calculan precios a aplicar a las variables medidas, utilizándose para ese fin perfiles de consumo caracterizadores de las diferentes opciones tarifarias.

En el Cuadro 2 se muestra la estructura de las tarifas de Acceso a Redes.

**Cuadro 2. Estructura de las tarifas de Acceso a Redes en Portugal**

Nivel de Tensión o Tipo de Suministro	Opciones Tarifarias	Límites de la Potencia Contratada	Potencia (1)	Energía Activa (2)	Energía Reactiva (3)	
					Inductiva	Capacitiva
Baja Tensión Normal	Tarifa Simple	1,15 la 20,7 kVA	A	1	-	-
	Tarifa Bihoraria	3,45 la 20,7 kVA	A	2	-	-
	Tarifa Trihoraria	3,45 la 41,4 kVA	A	3	-	-
Baja Tensión Especial	Tarifa única	> 41,4 kW	B	4	c	c
Media Tensión	Tarifa única	-	B	4	c	c
Alta Tensión	Tarifa única	-	B	4	c	c
Muy Alta Tensión	Tarifa única	-	B	4	c	c

Leyenda:

- (1) – A Existencia de un precio correspondiente a la cantidad de potencia contratada  
 B Existencia de precios de potencia en horas de punta y de precios de potencia contratada
- (2) – 1 Sin diferenciación horaria  
 2 Con diferenciación en dos períodos horarios: fuera de valle y valle  
 3 Con diferenciación en tres períodos horarios: punta, llano y valle  
 4 Con diferenciación en cuatro períodos horarios: punta, llano, valle normal y súper valle
- (3) – - No aplicable  
 c Existencia de precio correspondiente

La existencia de comercializadores de último recurso está ligada a la existencia de **tarifas de Venta a Clientes Finales** aplicables a sus clientes, calculadas al añadir a las tarifas de Acceso a Redes las tarifas de Comercialización y de Energía, recuperando así los siguientes costes:

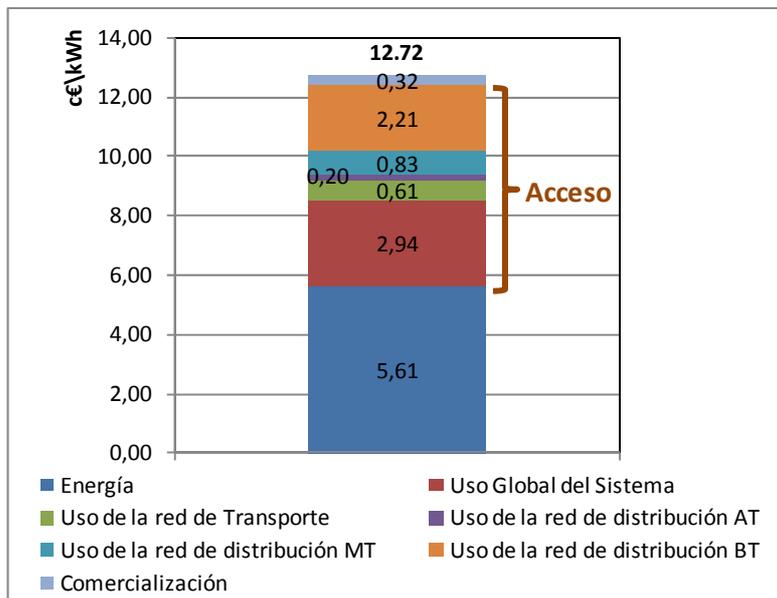
- (i) Costes previstos de adquisición de energía eléctrica del comercializador de último recurso, en los mercados a contado y a plazo, para abastecimiento de sus clientes.
- (ii) Costes de acceso a las redes.
- (iii) Costes de comercialización.

Los costes de adquisición de energía se calculan en base a los costes verificados en el año en curso en el mercado a contado y con base en el futuro de los mercados a plazo de energía eléctrica (OMIP) y de los combustibles fósiles utilizados en la producción de energía eléctrica.

La tarifa de energía se compone de los precios de energía activa diferenciados por periodo horario y por periodo estacional. La tarifa de comercialización se compone de elementos tarifarios fijos (€/mes) y de precios de energía activa. Estando las tarifas de último recurso compuestas por las mismas variables de facturación que las tarifas por actividad que las componen, incluyen además de los elementos referidos en las tarifas de acceso el elemento tarifario fijo que deriva de la tarifa de comercialización.

En el Gráfico 5 se muestra la facturación media y la descomposición de tarifa de último recurso en Portugal (aplicable en 2010 a todos los suministros) por las tarifas por actividad que la componen. Se observa que los costes de acceso representan cerca del 53% del precio medio.

Gráfico 5. Facturación media y composición de la Tarifa de Último Recurso en Portugal aplicable a todos los suministros en 2010



Fuente: ERSE.

La inexistencia de subsidios cruzados entre clientes tanto en las tarifas de acceso, como en las tarifas del comercializador de último recurso, se garantiza imponiendo que las tarifas se determinen de forma aditiva, siendo aplicado el principio de la aditividad en el cálculo de estas tarifas en Portugal. Para que cada cliente pague en la medida de los costes que causa en el sistema, es necesario que la tarifa de acceso o de Venta a Clientes Finales que se le aplica resulte de la adición, precio a precio, de los precios de las tarifas por actividad aplicables de cada nivel de tensión y opción tarifaria.

Esta metodología de cálculo de tarifas posibilita el conocimiento detallado de los diferentes componentes tarifarios por actividad o servicio. Así, cada cliente puede saber exactamente cuánto paga, por ejemplo, por el uso de la red de distribución en AT, y en qué elemento de la facturación se incluye ese valor. Podrá así, darse la posibilidad de desagregación de la factura del cliente, mediante su solicitud, en los diferentes componentes tarifarios regulados aplicables, por precio medio y por elemento tarifario. La transparencia en la formulación de tarifas, que es consecuencia de la implementación de un sistema tarifario de este tipo, asume especial importancia para los clientes sin experiencia en la elección de proveedor y en particular para los clientes con menos información.

No obstante lo anterior, la aditividad de las tarifas de Venta a Clientes Finales está siendo implementada de forma gradual, garantizando la estabilidad y protegiendo a los clientes frente a la evolución de las tarifas evitando así impactos tarifarios significativos. Esta estabilidad se garantiza a través del mecanismo de limitación de los incrementos resultantes de la convergencia para tarifas aditivas, que establece una convergencia gradual de los precios de las tarifas de Venta a Clientes Finales a los resultantes de la adición de las tarifas por actividad, mediante la limitación de los incrementos por componente tarifario.

Por último, en relación con los **impuestos**, el Impuesto sobre el Valor Añadido que actualmente se aplica es del 6%. Sin embargo, hay que resaltar que las tarifas de acceso a redes incluyen una diversidad de costes de interés económico general que se reflejan en los

precios finales pagados por los consumidores de energía eléctrica. En 2010 estos costes representan el 42% de los precios pagados por los consumidores domésticos de BTN.

### **2.3. Caracterización de los sistemas tarifarios de España y Portugal en 2010**

#### **2.3.1. Caracterización de los costes**

A efectos comparativos, los *costes* a recuperar mediante la aplicación de tarifas de acceso en ambos sistemas se pueden agrupar en las siguientes categorías.

- Costes directamente relacionados con las *actividades de redes*, esto es, el coste de las redes de transporte y distribución, el coste de la gestión comercial de los distribuidores y el coste de la gestión técnica del sistema.
- Costes relacionados con la *seguridad de suministro*, que incluye el coste derivado de los pagos por capacidad y el servicio de interrumpibilidad. Es importante señalar que, en España el coste derivado de los pagos por capacidad, si bien es un coste de carácter regulado, no está incluido en las tarifas de acceso. En Portugal este coste está incluido en la tarifa de Uso Global del Sistema y por consiguiente en las tarifas de acceso.
- Costes correspondientes a la financiación de las *instituciones*, como son los costes de las entidades reguladoras (ERSE y CNE). Al respecto cabe señalar que en España las tarifas de acceso cubren el saldo resultante de la diferencia entre la retribución establecida al Operador del Mercado y los ingresos que éste obtiene de los generadores, y que en Portugal se incluyen también parte de los costes del OMIP/OMIClear que no son cubiertos por los ingresos que obtienen de los agentes de mercado.
- Costes relacionados con decisiones de *política energética y medioambiental*. En España incluyen los incentivos al desarrollo del régimen especial, los planes de eficiencia energética, la financiación de planes extraordinarios, la moratoria nuclear y el coste de la segunda parte del ciclo de combustible nuclear no internalizado en el precio del mercado. En Portugal incluyen los incentivos al desarrollo del régimen especial, el plan de promoción de la eficiencia en el consumo de electricidad, el plan de promoción del desempeño ambiental de las empresas reguladas, los Costes para el Mantenimiento del Equilibrio Contractual (CMEC) y los sobrecostes con los Contratos de Adquisición de Energía (CAE) no renegociados por opción de los productores, los costes de las rentas de concesión en BT de los municipios y la remuneración de los terrenos que integran el dominio público hídrico.
- Por último, se puede distinguir una última categoría en la que se recogen aquellos *costes que reflejan las especificidades de cada sistema eléctrico*. En España esta categoría incluye el coste de la compensación de los territorios insulares y peninsulares y las anualidades correspondientes a la recuperación del déficit de las actividades reguladas. En Portugal esta categoría incluye, además de la compensación extrapeninsular y el coste de las anualidades del déficit tarifario, el coste de la tarifa social y el pago a las Autoridades de Competencia.

PLAN DE COMPATIBILIZACIÓN REGULATORIA EN EL ÁMBITO DEL MIBEL  
ARMONIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LAS TARIFAS DE ACCESO A REDES

En el Cuadro 3 se resumen los costes de actividades reguladas de acceso previstos para el ejercicio 2010 en España y Portugal y en el Gráfico 7 se representan en términos porcentuales la composición de los costes regulados en ambos países.

**Cuadro 3. Costes a recuperar mediante las tarifas de acceso en España y Portugal. Previsión 2010.**

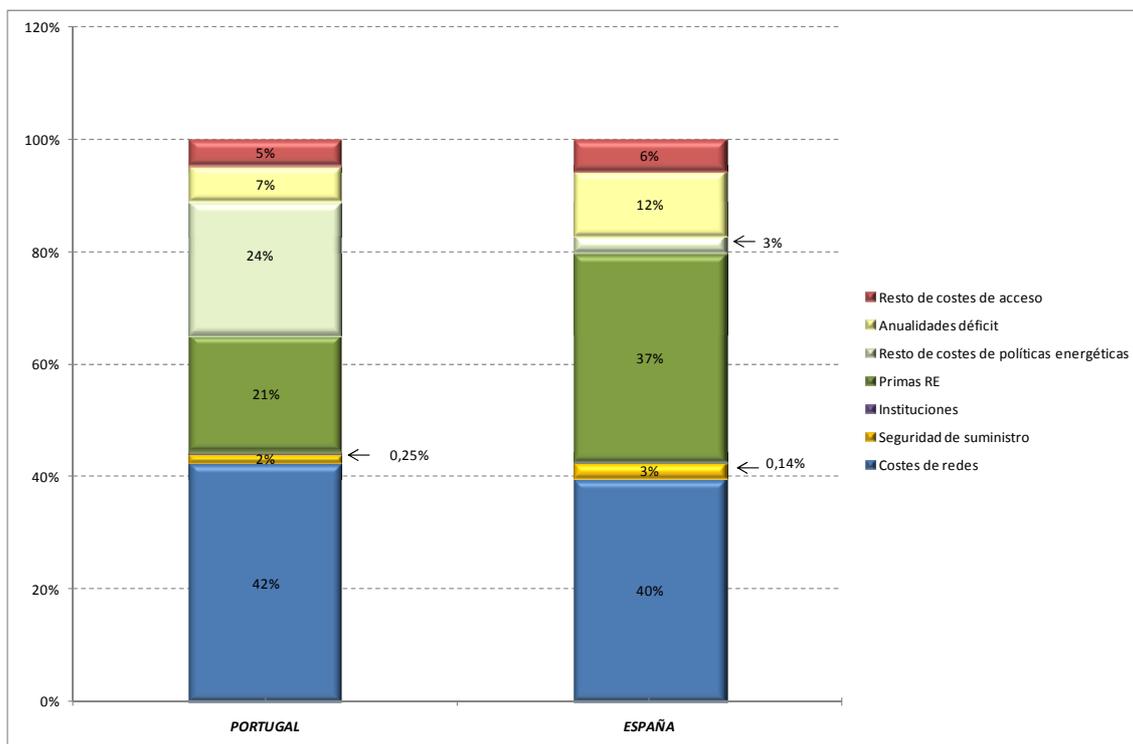
Costes de acceso	Miles de €		Distribución por componente de coste (%)		Coste unitario por energía consumida (€/MWh)	
	PORTUGAL	ESPAÑA	PORTUGAL	ESPAÑA	PORTUGAL	ESPAÑA
<b>Costes actividades de redes</b>	<b>1.242.787</b>	<b>6.318.109</b>	<b>42,4%</b>	<b>39,7%</b>	<b>27,53</b>	<b>26,08</b>
Transporte	271.036	1.397.104	9,2%	8,8%	6,00	5,77
Distribución y gestión comercial	944.844	4.882.738	32,2%	30,7%	20,93	20,15
Operación del Sistema	26.908	38.267	0,9%	0,2%	0,60	0,16
<b>Seguridad de suministro</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>
Servicio de interrumpibilidad	50.182	450.000	1,7%	2,8%	1,11	1,86
<b>Instituciones</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>Costes 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>
Primas del Régimen Especial	610.892	5.888.099	20,8%	37,0%	13,53	24,30
Planes de eficiencia energética e planes de desempeño ambiental	26.416	318.900	0,9%	2,0%	0,59	1,32
Rendidas de concessão em BT dos municípios	239.102	-	8,2%	0,0%	5,30	-
Otros costes de política energética (2)	426.484	167.271	14,6%	1,1%	9,45	0,69
<b>Otros costes de acceso</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>
Compensación 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 Competencia	368	-	0,0%	0,0%	0,01	-
Anualidades para la financiación del déficit tarifario	193.747	1.843.928	6,6%	11,6%	4,29	7,61
<b>TOTAL COSTES ACCESO</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>
Ajustes años anteriores (3)	- 357.287	-	-12,2%	0,0%	- 7,91	-
Déficit reconocido ex ante	-	- 3.000.000	0,0%	-18,9%	-	- 12,38
<b>TOTAL INGRESOS ACCESO (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) En España el Operador del mercado se financia con cargo a los precios que cobra a los generadores desde el 1 de julio de 2009. En Portugal el operador de mercado se financia parcialmente por el mercado.
- (2) En España incluye los costes relacionados con la generación de electricidad mediante instalaciones nucleares (moratoria nuclear y segundo ciclo del combustible nuclear) y los planes de financiación extraordinarios. En Portugal son también considerados los CMEC y los sobrecostes con los CAE no renegociados por opción de los productores y la parcela asociada a la remuneración de los terrenos que integran el dominio público hídrico.
- (3) Incluye los desvíos en la retribución de actividades reguladas de los años t-1 y t-2 y los desvíos de costes de adquisición de energía recuperados a través de la tarifa de UGS con vista a la sostenibilidad y coexistencia del mercado regulado y del mercado libre.
- (4) En los ingresos de acceso no se ha considerado el superávit del saldo de los Pagos por capacidad.

Cabe señalar que, el coste unitario de acceso previsto para 2010 asciende a 65,65 €/MWh en España y a 64,93 €/MWh en Portugal.

Sin embargo, al comparar la estructura de costes de acceso de ambos países se observa que los costes relacionados con las redes (costes de transporte, distribución, gestión de ATR y operación del sistema) representan un porcentaje similar del coste total en Portugal (42%) y en España (40%). El segundo componente de coste con mayor peso específico en ambos países son las primas del régimen especial que representan el 21% y 37% de los costes de acceso en Portugal y España, respectivamente. El resto de costes de acceso, en el caso de Portugal, supone el 37% de los costes totales, siendo el principal componente, con un 15%, el coste de la gestión de los CAE que no fueron renegociados y de los CMEC, así como la remuneración de los terrenos del dominio público hídrico, incluidos en otros costes de política energética. En España, el resto de costes de acceso representa el 23% de los costes totales, siendo las anualidades necesarias para la financiación del déficit de tarifas responsables del 11,6% de los costes totales de acceso, seguidas por la compensación a los territorios insulares y extrapeninsulares con un 5,6%.

Gráfico 6. Estructura de los costes de actividades reguladas previstos para 2010 en España y Portugal



Fuente: CNE y ERSE

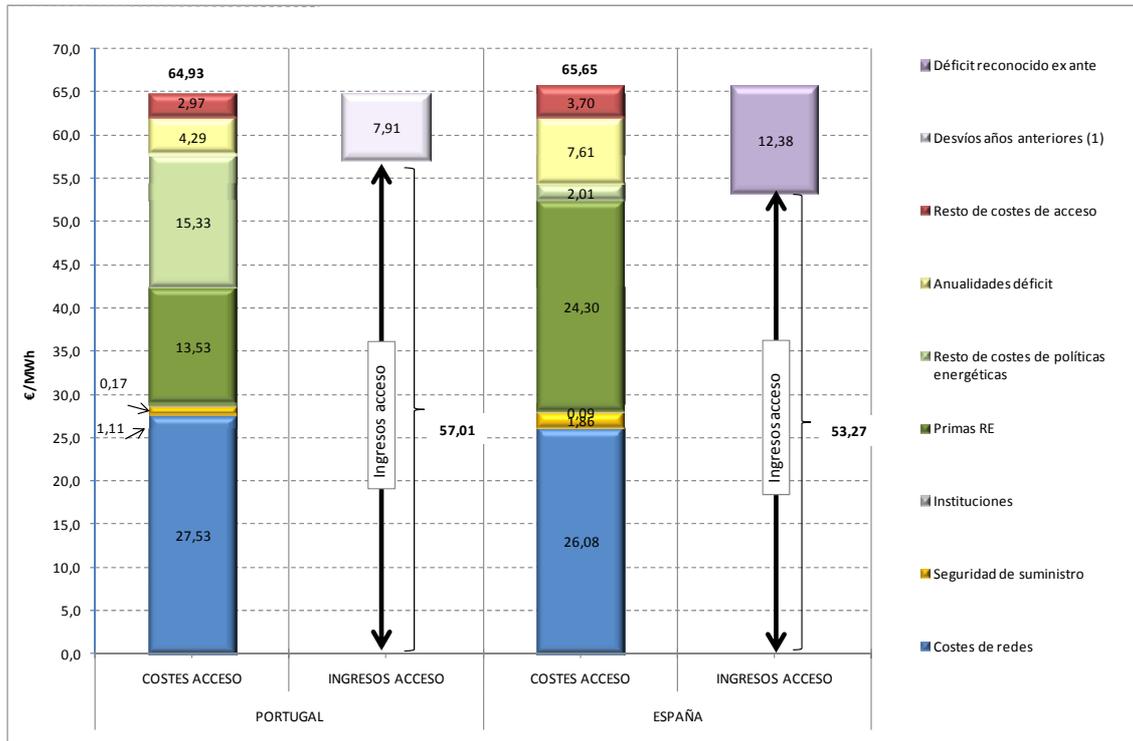
En relación con el resto de costes de acceso, es importante señalar que en España, por una parte, el bono social<sup>9</sup> es financiado por los generadores y, por tanto, no se contempla en el escandallo de costes de acceso y, por otra parte, que el sobrecoste de generación en los territorios insulares y extrapeninsulares se financia conjuntamente con cargo a las tarifas de acceso y los Presupuestos Generales del Estado hasta el año 2012. A partir del 1 de enero de 2013<sup>10</sup> será financiado en su totalidad con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

Por último, es importante indicar que en ambos sistemas los costes de actividades reguladas previstos para el ejercicio 2010 no se corresponden con los ingresos resultantes de la aplicación de las tarifas de acceso a las redes. En Portugal se incorporan al cálculo los desvíos de ejercicios anteriores (tanto en costes de acceso como en energía de las tarifas de venta). En España el Real Decreto-Ley 6/2009 ha fijado una senda de supresión de déficit (hasta 2012), reconociéndose ex ante la existencia de un déficit de actividades reguladas (véase gráfico 5).

<sup>9</sup> El Bono Social se configura como una compensación a determinados consumidores, consistente en la diferencia entre una tarifa de referencia y la TUR.

<sup>10</sup> Véase Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

Gráfico 7. Coste e ingreso medio de acceso (€/MWh) previstos en España y Portugal para 2010



Fuente: CNE y ERSE

(1) Los desvíos de años anteriores incluyen tanto los desvíos en la retribución de las actividades reguladas como el desvío en el componente de energía de las tarifas de último recurso.

### 2.3.2. Caracterización de la demanda

En el Cuadro 4 se presenta la distribución de clientes y su consumo por nivel de tensión y tarifa de acceso en España y Portugal. Se observa que no existe una correspondencia ni entre los niveles de tensión, con la excepción de la baja tensión, ni en la estructura de tarifas de acceso.

Efectivamente, mientras que en España las tarifas de acceso se estructuran en cinco escalones de tensión: Baja Tensión (inferior a 1 kV), Media Tensión (entre 1 y 36 kW), Alta Tensión 1 (entre 36 kV y 72,5 kV), Alta Tensión 2 (entre 72,5 kV y 145 kV) y Muy Alta Tensión (más de 145 kV), en Portugal se estructuran en cuatro niveles de tensión: Baja tensión (inferior a 1 kV), Media Tensión (entre 1 y 45 kV), Alta Tensión (entre 45 kV y 110 kV) y Muy Alta Tensión (más de 110 kV). Análogamente, si bien en ambos países existen 10 tarifas de acceso, no existe una correspondencia unívoca entre tarifas de acceso, ya que dependen del escalón de tensión y la potencia contratada.

En cuanto a la distribución del número de clientes y su consumo entre alta y baja tensión, se observa que tanto en España como en Portugal el 99,6% de los clientes, cuyo consumo representa aproximadamente el 52,5% del consumo total previsto para 2010, en España, y el 50,8%, en Portugal, está conectado a redes de baja tensión, estando el resto de consumidores conectados a redes de muy alta, alta y media tensión.

En España el 94% de los clientes, cuyo consumo representa el 32,3% del consumo total del sistema, está conectado a redes de tensión inferior a 1 kV y tienen una potencia contratada inferior a 10 kW, por lo que tienen la posibilidad de acogerse a la tarifa de último recurso. Se

estima que en 2010 estarán acogidos a tarifa de último recurso 22,7 millones de consumidores (80%), con un consumo aproximado de 66.600 GWh (27%).

Actualmente en Portugal, están establecidas tarifas de Venta a Clientes Finales reguladas para todos los niveles de tensión. Estas tarifas han sido eliminadas a partir del 1 de enero de 2011 para los suministros en MAT, AT, MT y BTE, estableciéndose un periodo transitorio para la elección de un comercializador libre durante 2011. No obstante, es importante señalar que, el 75% del consumo de los clientes cuyas tarifas van a ser eliminadas, que representa aproximadamente el 55% del consumo total del sistema, fue suministrado por un comercializador libre en enero de 2010.

PLAN DE COMPATIBILIZACIÓN REGULATORIA EN EL ÁMBITO DEL MIBEL  
ARMONIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LAS TARIFAS DE ACCESO A REDES

Cuadro 4. Distribución del número de clientes y su consumo por nivel de tensión y grupo tarifario en España y Portugal. Previsión 2010.

ESPAÑA							
Nivel de tensión	Tarifa de acceso	CONSUMIDORES		ENERGÍA CONSUMIDA		Tamaño medio	
		Número	%	GWh	%	kWh / cliente	
<b>1 kV</b>	2.0 (P ≤ 10 kW)	2.0A: (Simple)	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: (Simple)	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) Incluye abastecimientos de Iluminación Pública

Fuentes: CNE y ERSE

PORTUGAL CONTINENTAL							
Nivel de tensión	Tarifa de acceso	Opción Tarifaria	CONSUMIDORES		ENERGÍA CONSUMIDA		Tamaño medio
			Número	%	GWh	%	kWh / cliente
<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	Simple	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%	32,10
	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. PROPUESTA DE ARMONIZACIÓN DE METODOLOGÍAS PARA EL ESTABLECIMIENTO DE TARIFAS DE ACCESO Y TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO**

La adopción de una metodología tarifaria armonizada debe contemplar los mismos principios generales, así como la definición de componentes de costes regulados y de criterios de asignación similares.

#### ***3.1. Procedimiento para el establecimiento de tarifas***

El procedimiento para establecer las tarifas debe contemplar dos fases, a saber: (1) aprobación de la metodología global a adoptar en el cálculo de las tarifas y de todos los procedimientos de aprobación y revisión bien de la metodología, bien de los precios, y (2) aprobación y revisión de dichos precios a partir de hipótesis concretas.

Las mejores prácticas internacionales en la defensa de los consumidores y en la promoción de la competencia incluyen un conjunto de procedimientos asociados al proceso de aprobación de las tarifas que se presentan a continuación.

##### ***3.1.1. Procedimiento para el establecer y revisar la metodología.***

Uno de los aspectos más relevantes del procedimiento para determinar las tarifas de acceso consiste en la definición y publicación anticipada de la metodología de cálculo de las tarifas.

El procedimiento para establecer y revisar la metodología de asignación de costes debe ser un proceso transparente que permita a los agentes que se pronuncien sobre la misma, por lo que es necesario que además contemple el proceso de revisión de la propia metodología, esto es, el periodo de revisión de la metodología y los agentes que intervienen en el proceso de revisión.

Teniendo en cuenta lo anterior, se propone que la propia metodología de fijación de tarifas de acceso sea sometida a la opinión de los agentes, bien a través de la participación del Consejo Tarifario/Consultivo, bien mediante proceso de Consulta Pública, tanto en el momento de su establecimiento como en cada revisión, que se propone se realice en períodos de tres a cinco años.

##### ***3.1.2. Procedimiento de aprobación y revisión de los precios de las tarifas de acceso.***

El proceso de cálculo y aprobación de las tarifas debe ser el resultado de aplicar la metodología de cálculo de las tarifas, así como los procedimientos aprobados ex ante. Esto es, el propio procedimiento de revisión de las tarifas de acceso debe establecer la periodicidad de la revisión de los precios, los agentes que participan en cada etapa del procedimiento, así como la información que éstos deben aportar (tanto la información necesaria para que el regulador elabore su propuesta de revisión, como la información que debe acompañar a la revisión de precios para justificar los costes y tarifas propuestas) y los plazos de que se dispone tanto para aportar la información como para pronunciarse sobre la propuesta de revisión de tarifas.

En coherencia, se propone que la metodología contemple, al menos<sup>11</sup>, una revisión anual de las tarifas de acceso, coincidiendo con la revisión de la retribución de las actividades reguladas, y un plazo de un mes, para que el Consejo Tarifario/Consultivo se pronuncie sobre la propuesta de tarifas.

### **3.2. Principios generales para establecer tarifas**

Se considera que las tarifas de acceso de España y Portugal deben ser establecidas de acuerdo con los siguientes principios generales acordados con la Directiva 72/2009/CE:

- *Transparencia* en la definición de los costes de acceso, los criterios de asignación de los mismos, las variables e hipótesis utilizadas y en las normas implícitas en la metodología tarifaria propuesta.
- *Objetividad y suficiencia*. Este es el principio fundamental que motiva la elaboración de la metodología tarifaria. De hecho, la metodología propuesta parte del establecimiento de reglas claras y objetivas de asignación de costes para establecer tarifas que garanticen la recuperación de los costes.
- *Eficiencia*. Las tarifas de acceso deben reflejar los costes que los suministros causan en el sistema, fomentándose la eficiencia económica, sin ignorar la necesidad de asegurar el equilibrio económico-financiero de las empresas reguladas, la calidad del servicio y la estabilidad en la evolución de las tarifas. Si las tarifas de acceso de algún grupo tarifario no reflejasen los correspondientes costes, la estructura tarifaria puede implicar ineficiencia económica y en particular energética, posibilitar la existencia de subsidios para los costes que no se imputaron a determinado grupo tarifario y conducir a la no recuperación de los costes de actividades reguladas.
- *Aditividad*, como instrumento para garantizar la inexistencia de subsidios cruzados entre actividades reguladas y entre clientes. La inexistencia de subsidios cruzados entre actividades reguladas está asegurada por la separación de propiedad, tanto jurídica como contable de las diferentes actividades reguladas del sector eléctrico. La inexistencia de subsidios cruzados entre clientes en las tarifas de acceso, así como en las tarifas del comercializador de último recurso, se asegura imponiendo que las tarifas se determinen de forma aditiva a partir de las diferentes tarifas por actividad. Así se garantiza que cada cliente paga en función de los costes que causa en el sistema, siendo necesario que la tarifa que le es aplicada resulte de la suma de las diferentes tarifas reguladas para cada una de las actividades.
- *Estabilidad*: La metodología empleada debe proporcionar seguridad regulatoria, definiendo unas reglas que deben permanecer en el periodo regulatorio que se defina, proporcionando a los distintos agentes del sistema reglas de precios estables que les permitan planificar su actividad en el largo plazo.

---

<sup>11</sup> En el caso de que se observen desvíos significativos entre las previsiones implícitas en el ejercicio tarifario y las variables reales que se estén observando, que pudieran dar lugar a la aparición de un déficit tarifario, la normativa podría contemplar la posibilidad de revisiones en periodos inferiores al año, a efectos de minimizar los costes financieros del mismo y el tiempo para la recuperación del equilibrio entre ingresos y costes.

### **3.3. Criterios de asignación/variables de facturación**

A continuación se presentan, para cada actividad regulada de acceso, los criterios y las variables de facturación más adecuadas para la asignación de estos costes a los consumidores/generadores. Las variables de facturación deben ser elegidas de forma que cada consumidor pague a través de su factura el coste que su suministro representa para el sector eléctrico. Adicionalmente las variables de facturación deben considerar también la tecnología disponible en equipos de medida, así como la simplicidad adecuada al segmento de clientes.

#### **3.3.1. Costes de redes**

La asignación de los costes de activos de transporte y distribución entre consumidores distintos debe realizarse teniendo en cuenta los costes que originan en las redes de transporte y distribución que utilizan para su suministro. Para ello, se asignan los costes de las redes en función de un modelo de red de acuerdo a los distintos niveles de tensión tarifarios, de forma que cada consumidor pague los costes de la red de su propio nivel de tensión más los costes de las redes de los niveles de tensión superiores que su suministro causa al sistema.

Los precios resultantes deberán reflejar los costes de la red, incentivando su uso en períodos horarios de menor demanda, cuando la saturación de las redes es menor, y desincentivando el uso de las redes en períodos horarios de mayor demanda del sistema, en los que la probabilidad de saturación de las redes es más elevada.

Se considera que las variables más adecuadas para la recuperación de los costes de redes son la potencia, la energía activa y la energía reactiva.

Las redes de energía eléctrica se dimensionan para atender la demanda máxima que se produce en un momento concreto, por lo que se considera que el principal inductor de coste es la potencia de diseño de las redes, que a su vez depende de la potencia contratada por los consumidores y la simultaneidad de los consumos en el momento de máxima demanda. En relación con la potencia, se pueden considerar distintas variables de facturación, tales como la potencia máxima demandada, la potencia en punta, la potencia contratada o una combinación de ellas.

Asimismo, teniendo en cuenta que parte de las inversiones en redes se justifican para evitar pérdidas actuales y futuras, se pueden considerar términos de energía de valor próximo al valor de las pérdidas evitadas, las cuales dependen de la energía consumida en cada período horario, bien por los coeficientes de pérdidas, bien por el precio de energía eléctrica en función del período horario.

Finalmente, se considera que la facturación por el uso de las redes debe contemplar un término por energía reactiva diferenciado por nivel de tensión y por período horario, en la medida en que las necesidades locales de energía reactiva son satisfechas por las empresas distribuidoras mediante la instalación de condensadores.

### **3.3.2. Coste de gestión de ATR**

Los costes de gestión comercial de las empresas distribuidoras se derivan de las funciones de lectura, procesamiento y tratamiento de la información de medida, envío a todos los agentes del sector, facturación y cobro de los servicios comerciales de redes.

En caso de que se contemple separadamente de la retribución a la distribución<sup>12</sup>, se propone como variable de facturación más adecuada un término fijo, en línea con la naturaleza de los costes.

### **3.3.3. Resto de costes de acceso**

El resto de costes, que comprende los costes permanentes, costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y las anualidades correspondientes a la recuperación de los déficit de actividades reguladas, en el caso de España y los costes relacionados con decisiones de política energética y medioambiental y costes de interés económico general en el caso de Portugal, son costes de naturaleza diversa que no dependen directamente de las decisiones de consumo. En consecuencia, no se propone un criterio de asignación concreto, sino que se deja libertad a los reguladores de cada país para que se seleccione el criterio que se considere más adecuado a la naturaleza del costes, sin distorsionar el consumo global y respetando, en todo caso, los principios generales.

Estos costes representan un porcentaje cada vez más importante de los costes totales recuperados a través de las tarifas de acceso. Por ello, la imputación de dichos costes a los consumidores debe ser analizada cuidadosamente, seleccionando para cada caso el criterio más adecuado para la elección de las variables de facturación (puesto que estas son determinantes en la definición de la estructura de pagos de cada coste por los diferentes consumidores). El criterio de imputación de estos costes debe garantizar que:

- todos los consumidores realizan los mismos pagos en las mismas circunstancias, independientemente del suministrador;
- no distorsionan las señales tarifarias ni alteran significativamente las decisiones de consumo de los consumidores.

## **4. PROPUESTAS ADICIONALES DE ARMONIZACIÓN REGULATORIA**

En este epígrafe se recogen una serie de propuestas adicionales de armonización que se consideran requisito previo a la armonización de las estructuras de tarifas de acceso y tarifas de último recurso, establecido en el artículo 9 del Convenio.

### **4.1. Simetría de funciones y Competencias de los reguladores ERSE y CNE**

La Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE establece que la autoridad regulatoria tendrá, entre otras, la obligación de

---

<sup>12</sup> En Portugal el coste de comercialización está incorporado en la retribución de la actividad de distribución.

establecer o aprobar, de conformidad con criterios transparentes, las tarifas de transporte o distribución o sus metodologías.

Al respecto cabe señalar que, en la actualidad, mientras que ERSE es el responsable del establecimiento de precios regulados en Portugal, el papel del regulador en el caso español está limitado a proponer o informar sobre la propuesta normativa al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

La regulación independiente se debe enmarcar en las mejores prácticas de gobierno, permitiendo, entre otros aspectos, (i) la implicación de todos los agentes interesados en el proceso de decisión (concepción y aprobación de las reglas y medidas) a través del recurso sistemático a procesos de consulta pública y la intervención de los correspondientes Consejos Consultivos/Tarifario de Electricidad (ii) la creación de condiciones de mercado que permitan la toma de decisiones de forma descentralizada y óptima, y (iii) mayor garantía de cálculo de tarifas eficientes, justas, estables y transparentes, práctica establecida como deseable en dicha directiva.

Se considera que el marco regulador adoptado en Portugal en cuanto a aprobación de tarifas reguladas es el adecuado, en línea con lo establecido en la nueva directiva. Es, por ello, importante proceder a la armonización de las competencias de los reguladores en lo tocante a la aprobación de tarifas reguladas en el espacio ibérico.

#### **4.2. *Ámbito de aplicación del suministro de último recurso***

La Directiva del mercado interior de electricidad establece, entre las obligaciones de servicio público y protección del cliente, la adopción de medidas por parte de los Estados miembros para garantizar un nivel adecuado de protección a determinados clientes. Entre otras medidas, para cumplir con las obligaciones de servicio público y protección al cliente, los Estados miembros podrán designar un suministrador de último recurso garantizando, en todo caso, la transparencia, la no discriminación y la no interferencia en el mercado. Con la introducción del suministro de último recurso se pretende garantizar un abastecimiento de energía eléctrica a los consumidores de menor dimensión en condiciones de precio y calidad razonables, en situaciones en las que el mercado todavía no pueda prestar esa garantía.

El Convenio Internacional de Santiago en su modificación tras la Cumbre de Braga, establece que a partir de enero de 2010 sólo podrán acogerse a TUR los clientes de baja tensión. Asimismo, en enero de 2011 las tarifas de último recurso únicamente serían de aplicación a los clientes de baja tensión con potencia inferior a 50 kW.

En la actualidad se está experimentando un ritmo distinto en la aplicación de la TUR. En España dicho calendario se ha sobrepasado, siendo únicamente de aplicación tarifas de último recurso a los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW y al resto de consumidores que durante un periodo transitorio carezcan de contrato con un comercializador. En Portugal, el Decreto-Ley 104/2010, de 29 de septiembre, establece la eliminación de las tarifas reguladas de Venta a Clientes Finales (TVCF) para los suministros en MAT, AT, MET y BTE a partir del 1 de enero de 2011. Permaneciendo el suministro a través de un comercializador de último recurso para los consumidores de baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 41,4 kVA.

Teniendo en cuenta la distinta evolución en la definición del ámbito de aplicación del suministro de último recurso en ambos países, se hace aconsejable revisar la definición del colectivo de consumidores que va a ser objeto de protección y establecer, coherentemente, un calendario de aplicación del suministro de último recurso.

### **4.3. Producción en Régimen Especial y sostenibilidad del sector eléctrico**

En el marco de la política energética europea y nacional se han establecido objetivos ambiciosos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables que implicarán un esfuerzo económico significativo para los consumidores de energía eléctrica. Actualmente, el coste de este tipo de producción denominada Producción en Régimen Especial (PRE) es más elevado que el coste de producción por centrales convencionales, habiéndose definido en la propia legislación de los Gobiernos de Portugal y España una tarifa de adquisición de energía de la producción en régimen especial. La diferencia entre el coste de adquisición de energía a los productores en régimen especial y el coste de energía en el mercado organizado es soportado por las tarifas eléctricas, componente de coste de política energética en las tarifas de acceso.

La contribución de la PRE se ha incrementado de forma sostenible a lo largo del tiempo, habiendo alcanzado en 2009 un valor medio del 29% del consumo, tanto en Portugal como en España. Este incremento de la producción en régimen especial, unido a un coste de producción más elevado que el de las centrales convencionales, puede condicionar de forma significativa los precios de la energía eléctrica en el futuro próximo. Al respecto cabe señalar que, se estima que las primas del régimen especial representen en 2010 el 21% y el 37% de los costes de acceso en Portugal y España, respectivamente. En particular, para el año 2010 se prevé un sobrecoste de la PRE de 611 millones de euros en Portugal y de 5.888 millones de euros en España.

Adicionalmente, en Portugal el Decreto-Ley n.º 90/2006, que regula la asignación de los sobrecostes de PRE de origen renovable a cada segmento de clientes, establece que éste será asignado por nivel de tensión, en función del número de clientes y, en cada nivel de tensión, en función de la energía consumida. El resultado es una casi total imputación de los sobrecostes de la PRE de origen renovable a los clientes domésticos y pequeñas empresas (clientes en BTN), soportando éstos en las tarifas de energía eléctrica cerca del 90% de los sobrecostes de la producción en régimen especial. Se estima que, en 2010 la producción en régimen especial representará, en Portugal, aproximadamente el 67% del consumo de los clientes de BTN, lo que se traduce en un factor de incremento de la factura de energía eléctrica de dichos consumidores.

Por otro lado, en el actual régimen legal y regulatorio, el modelo de aprovisionamiento del CUR prevé la obligación de compra de toda la energía de la PRE, incluyendo la energía de los microproductores. En un marco de extinción de las TVCF, las necesidades de cartera del CUR se reducen sustancialmente.

Teniendo en cuenta lo anterior, el coste de la PRE y la presión que éste podrá ejercer sobre los precios de energía eléctrica, es fuente de preocupación añadida para los reguladores de ambos países, pudiendo estar en cuestión la sostenibilidad económica del sector. Con el fin de salvaguardar el interés económico de los consumidores, es importante que se asegure el cumplimiento de los objetivos de la política energética al menor coste, a través de la adopción

de soluciones que atenúen este crecimiento de coste de la PRE y/o permitan mitigar su efecto sobre los precios de la energía eléctrica.

Considerando que el coste de algunas de estas nuevas tecnologías y los riesgos asociados a su instalación y operación se están reduciendo, es importante adoptar mecanismos competitivos de contratación de nueva capacidad de producción en régimen especial, que aseguren la minimización del sobre coste frente a la producción convencional a medio y a largo plazo.

Las modificaciones que se vislumbran en el tercer periodo del Comercio Europeo de Licencias de Emisión (CELE/ETS), que se iniciará en 2013, con la imposición de la obligación de comprar la totalidad de los derechos de emisión por los centros electroproductores a través de la subasta, dará lugar a una recaudación de ingresos por los Estados miembros soportada por los consumidores de energía eléctrica. En este contexto, resulta importante asegurar que los ingresos generados con las subastas de licencias de emisión de CO<sub>2</sub> sean utilizados para atenuar el sobre coste de la producción en régimen especial. Ésta es una de las posibles opciones que contempla la legislación europea para la utilización de estos ingresos.

La utilización de esta fuente de financiación para pagar parte del sobre coste de la PRE no exime de adoptar medidas adicionales que aseguren la promoción de estas tecnologías más sostenibles al menor coste posible, a medio y a largo plazo.

Por último, cabe destacar que la actual forma de imputación del sobre coste de la PRE a través del acceso a redes está contribuyendo a la existencia de una elevada variabilidad anual de las tarifas de acceso. Siendo los costes unitarios de la PRE esencialmente de naturaleza fija determinados a través de precios garantizados establecidos por legislación, el sobre coste de la PRE previsto para cada año depende de la previsión de los precios de adquisición de energía en el mercado organizado y de las cantidades previstas para la PRE, lo que, en un contexto de gran volatilidad de los precios de la energía eléctrica en el mercado, conduce, por un lado, a la existencia de fluctuaciones anuales acentuadas del sobre coste de la PRE y, por otro lado, a una gran variabilidad anual de las tarifas de acceso.

Esta variabilidad de las tarifas de acceso, ocasionada por la variabilidad del sobre coste de la PRE, que a su vez es resultado de la variabilidad del precio de la energía eléctrica en el mercado, puede motivar una actualización con mayor periodicidad de las tarifas de acceso para este componente del coste, dependiente de los precios observados en el mercado de la energía eléctrica.

Teniendo en cuenta la acentuada penetración de este tipo de producción, las soluciones actualmente adoptadas, consistentes en conciliar el marco retributivo de la producción en RE (basado en tarifas de precio garantizado) con el marco retributivo de la producción ordinaria en régimen de mercado, deberán ser perfeccionada a medio y a largo plazo. Estas mejoras deberán permitir que la existencia de precios garantizados para la producción en régimen especial, independientes de los precios de la producción ordinaria, fundamentalmente dependientes de los precios de los combustibles fósiles, puedan contribuir a estabilizar los precios pagados por los consumidores de energía eléctrica.

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

El marco normativo vigente tanto en España como en Portugal prevé que las tarifas eléctricas se establezcan ex ante, lo que requiere necesariamente el empleo de estimaciones de costes, demanda y otros factores. Por lo tanto, no es extraño que se produzcan desvíos entre los ingresos tarifarios previstos y los recaudados, como consecuencia de diferencias/errores entre previsiones y valores reales de los parámetros. En condiciones normales, estos desvíos son absorbidos por los consumidores en posteriores revisiones de tarifas. No obstante, en ocasiones los desvíos son de tal magnitud que su imputación a un único ejercicio provocaría incrementos significativos de los precios regulados, por lo que se decide su recuperación durante varios años. Este es el caso acontecido tanto en España como en Portugal en los últimos años.

En particular, en España desde 2002 se han registrado desvíos que se han imputado a distintos ejercicios. En 2007 se introdujo un mecanismo consistente en reconocer el déficit ex ante, por insuficiencia de ingresos en las tarifas de acceso. Este mecanismo, que ha sido prorrogado en la Disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, en la redacción dada por el Real Decreto-Ley 6/2010, se mantiene hasta el año 2012 con el objetivo de establecer una senda para la supresión del déficit de tarifas.

Adicionalmente, cabe señalar que el pasado 24 de diciembre, se publicó el Real Decreto-Ley 14/2010 con el objetivo de implementar diversas medidas para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Entre las medidas adoptadas cabe destacar la limitación de las horas de producción con derecho a prima de las instalaciones de tecnología fotovoltaica y la financiación del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, por parte de los costes, y la introducción del pago por de peajes por parte de los productores, tanto en régimen ordinario como en régimen especial, y la eliminación de la exención del pago de tarifas de acceso a los consumos por bombeo, por el lado de los ingresos.

Por su parte, en Portugal el Decreto Ley n.º 165/2008 posibilita la repercusión, en amplios periodos de tiempo, de ajustes positivos o negativos referentes a desvíos de costes significativos y excepcionales de adquisición de energía eléctrica por el comercializador de último recurso, con impactos tarifarios elevados. Esta disposición permite, así, el aplazamiento de ajustes producidos en situaciones extraordinarias de costes excepcionales. Este Decreto-Ley permite también el diferir aquellos costes derivados de medidas de política energética, de sostenibilidad o de interés económico general que presenten un impacto tarifario elevado en los clientes. La repercusión en las tarifas eléctricas de esos costes diferidos se efectúa íntegramente durante un periodo máximo de 15 años, a partir del año siguiente, y éstos son pagados por todos los consumidores, para no distorsionar el funcionamiento del mercado y mitigar los efectos de las circunstancias excepcionales verificadas.

Se considera que el mantenimiento durante un periodo de tiempo prolongado de tarifas inferiores a las necesarias para garantizar la cobertura de los costes tiene múltiples efectos adversos: i) sobre las propias empresas, en la medida en que se presta un servicio pendiente de cobro, ii) sobre los consumidores finales, que no reciben las señales de precio adecuadas para realizar un uso eficiente de la energía, y iii) sobre los propios gobiernos, que pueden verse

tentados a utilizar estos instrumentos como herramientas para establecer límites al incremento de tarifas.

En la medida en que la deuda pendiente de cobro del sistema eléctrico ha alcanzado un nivel significativo, para el caso de España se propone evitar medidas de creación de nuevo déficit ex ante. En el caso de Portugal, se propone limitar el aplazamiento de costes a ejercicios futuros a los relacionados con costes intrínsecos del sector, principalmente costes de redes y de energía. En cualquier caso, se proponen revisiones de las tarifas de acceso con periodicidad inferior al año cuando se produzcan situaciones de incrementos excepcionales de los costes no previstos.