



**INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE  
REAL DECRETO POR EL QUE SE  
ESTABLECE LA METODOLOGIA DE  
CÁLCULO DE LOS PRECIOS  
VOLUNTARIOS PARA EL PEQUEÑO  
CONSUMIDOR Y SU RÉGIMEN  
JURÍDICO DE CONTRATACIÓN**

**25 de febrero de 2014**

## **INFORME DE LA CNMC SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGIA DE CÁLCULO DE LOS PRECIOS VOLUNTARIOS PARA EL PEQUEÑO CONSUMIDOR Y SU RÉGIMEN JURÍDICO DE CONTRATACIÓN**

Expediente núm. ENER/64/2014

### **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA DE LA CNMC**

#### **Presidenta**

D<sup>a</sup> María Fernández Pérez

#### **Consejeros**

D<sup>o</sup> Eduardo García Matilla

D<sup>o</sup> Josep María Guinart Solá

D<sup>a</sup> Clotilde de la Higuera González.

D<sup>o</sup> Diego Rodríguez Rodríguez

#### **Secretario de la Sala**

D. Tomás Suárez-Inclán González, Secretario del Consejo

En Barcelona, a 25 de febrero de 2014

Visto el expediente relativo a la Propuesta de Real decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y su régimen jurídico de contratación, la Sala de Supervisión Regulatoria, acuerda emitir el siguiente:

## Índice

1. Antecedentes	4
2. Descripción del nuevo modelo.	7
3. Consideraciones generales.	10
3.1 Sobre el impacto en el consumidor.	10
3.2 Sobre la incidencia en el desarrollo del mercado minorista	17
3.3 Sobre el impacto en la liquidez de los mercados a plazo	21
3.4 Sobre la regulación de las condiciones de contratación y de cambio de suministrador	22
3.5 Sobre los peajes de transporte y distribución (peajes de acceso), los cargos y los precios de venta al pequeño consumidor	22
3.6 Sobre las competencias de la CNMC en el establecimiento de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución	23
3.7 Sobre la necesaria adaptación del Bono Social	25
4. Observaciones particulares	25
Anexo I. Evolución del mercado minorista	57
Anexo II. Competencias de la CNMC en el establecimiento de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución	61
Anexo III. Contexto europeo sobre la existencia de precios regulados	68
Anexo IV. Alegaciones	71

## **INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGIA DE CÁLCULO DE LOS PRECIOS VOLUNTARIOS PARA EL PEQUEÑO CONSUMIDOR Y SU RÉGIMEN JURÍDICO DE CONTRATACIÓN**

---

La Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su reunión de 25 de febrero de 2014, ha aprobado el presente informe, relativo a la propuesta de Real decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y su régimen jurídico de contratación (en adelante la Propuesta).

La solicitud de informe por parte del Secretario de Estado de Energía tuvo entrada en esta Comisión el 10 de febrero de 2014, incluyendo una versión del texto la propuesta y su correspondiente Memoria del Análisis del Impacto Normativo. Ese mismo día fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad para trámite de audiencia<sup>1</sup>.

Este informe se aprueba, en ejercicio de las competencias consultivas de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

### **1. Antecedentes.**

La entrada en vigor de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, introduce dos novedades respecto a la Ley anterior:

- Por un lado, el **Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)**: precio máximo que podrán cobrar los comercializadores de referencia<sup>2</sup> a los consumidores con potencia contratada menor a 10Kw que se acojan a ellos (anteriormente denominada tarifa de último recurso). El coste de producción de energía eléctrica incluido en dicho precio, debe determinarse con base en mecanismos de mercado atendiendo al precio medio previsto en el mercado de contado<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Las alegaciones se recogen en el Anexo IV

<sup>2</sup> Los comercializadores de referencia son aquellas sociedades mercantiles, o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, y asumen las obligaciones de suministro de referencia, a aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan los requisitos para que les resulten de aplicación. Art. 17.2 y 6. f)

<sup>3</sup> Actualmente en la tramitación del Proyecto de Ley por el que se modifica el texto refundido de la Ley General para la Defensa de los Consumidores y Usuarios y otras leyes complementarias, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2007, de 16 de noviembre, se ha

- Por otro lado, las **Tarifas de Último Recurso (TUR)**, reservadas a dos colectivos de consumidores: los denominados vulnerables, y aquellos consumidores que, sin tener derecho a los precios voluntarios para el pequeño consumidor, carezcan transitoriamente de un contrato de suministro con un comercializador.

El artículo 17.2 de la Ley 24/2013 determina que, para el **cálculo de los precios voluntarios al pequeño consumidor**, se incluirán de forma aditiva en su estructura el coste de producción de energía eléctrica, los peajes de acceso, los cargos y los costes de comercialización que correspondan. Asimismo, establece que el coste de producción se determinará con base en mecanismos de mercado atendiendo al precio medio previsto en el mercado de producción durante el período que reglamentariamente se determine y que será revisable de forma independiente al del resto de conceptos del precio voluntario para el pequeño consumidor.

Además de lo anterior, el artículo 17.4 determina que el Gobierno establecerá la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y de las tarifas de último recurso y que, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se dictarán las disposiciones necesarias para el establecimiento de los mismos.

Hasta la fecha, el coste de producción de la energía se ha venido estimando a partir del método de cálculo previsto en la normativa anterior tomando como referencia el resultado de la subasta que a tal efecto se celebraba. Estas subastas, denominadas subastas CESUR, se encuentran reguladas en la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso.

Se trataba de un mecanismo de contratación a plazo, para un horizonte trimestral, en el que venían participando los comercializadores de referencia (antes comercializadores de último recurso) como adquirentes de energía eléctrica para el suministro a los consumidores acogidos al precio voluntario para el pequeño consumidor (anteriormente, la tarifa de último recurso).

El pasado 19 de diciembre de 2013 se celebró la vigesimoquinta subasta CESUR. La CNMC, como entidad supervisora de la misma, recomendó que no procedía validar los resultados de la 25<sup>o</sup> subasta CESUR, a la vista de la

---

propuesto una enmienda por la que introducen dos modificaciones a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, para aclarar la cobertura legal de este nuevo mecanismo.

conurrencia de determinadas circunstancias atípicas. Ello se hizo en cumplimiento del artículo 6 de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, y del artículo 14.1 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio. La Resolución de 20 de diciembre de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, determinó que el precio resultante de la vigésima quinta subasta CESUR no debía ser considerado en la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas, al haber quedado anulada a todos los efectos.

Posteriormente, con fecha 7 de enero de 2014, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó el Informe sobre el desarrollo de la 25ª subasta CESUR en el que tras un análisis más detallado de los datos disponibles confirmó y completó las razones que llevaron a proponer la no validación de la subasta. En concreto, en su informe considera que concurrieron “circunstancias atípicas” que impidieron que la puja se desarrollara en un entorno de “suficiente presión competitiva”.

Ante la necesidad de fijación de un precio voluntario para el pequeño consumidor con anterioridad al 1 de enero de 2014, y tenida en cuenta la propuesta de la CNMC del 26 de diciembre de 2013 para el establecimiento de un procedimiento que permitiese la determinación del precio de la electricidad a partir del 1 de enero de 2014, el Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014, estableció el mecanismo para determinar el precio de los contratos mayoristas a utilizar como referencia para la fijación del precio voluntario para el pequeño consumidor para el primer trimestre de este ejercicio.

Adicionalmente, el artículo 2 del Real Decreto-ley 17/2013 contempla el mecanismo de cobertura de los comercializadores de referencia a aplicar en el primer trimestre de 2014. Entre otros aspectos, determina en su apartado 3 que la cuantía de las cantidades resultantes por aplicación de la liquidación por diferencias de precios será incorporada, en su caso, en el cálculo del precio voluntario al pequeño consumidor del periodo siguiente, señalando asimismo que se procederá a la realización de las oportunas regularizaciones de las cantidades correspondientes a cada comercializador de referencia.

La Propuesta de Real Decreto que ahora se informa viene a desarrollar el mecanismo previsto en el citado Real Decreto-ley.

## 2. Descripción del nuevo modelo.

El precio voluntario para el pequeño consumidor es el precio que han de aplicar los comercializadores de referencia a los consumidores conectados a tensiones no superiores a 1kV y con potencia contratada inferior o igual a 10kW, en el caso en que estos consumidores opten por esta alternativa en lugar de contratar con algún comercializador del mercado liberalizado. Por tanto, este PVPC afecta a los consumidores domésticos y a una parte de las pequeñas empresas que deseen acogerse a él, al igual que se establecía en la TUR anterior.

A finales de 2013, en España, un 60% de los consumidores con derecho al PVPC estarían siendo suministrados a este precio, mientras que en 2011, este porcentaje era del 76%.

**Cuadro 1. Cuota del número de puntos de suministro y energía suministrada al final de cada año por el comercializador de último recurso (CUR) y el comercializador libre para los consumidores con derecho a PVPC**

	Cuota de suministros			Cuota de energía		
	Comercializador libre	CUR	Total general	Comercializador libre	CUR	Total general
<b>2011</b>	24%	76%	100%	28%	72%	100%
<b>2012</b>	32%	68%	100%	37%	63%	100%
<b>2013</b>	40%	60%	100%	44%	56%	100%

El mecanismo para fijar el precio establecido en la Propuesta supone un cambio significativo respecto al que se viene empleando hasta la fecha, pasando de un modelo en el que la parte del precio de la electricidad correspondiente al coste de la energía se fijaba a priori, a través de las subastas CESUR, a un mecanismo en el que consumidor abonará el coste que ha tenido en el mercado de contado (spot) la energía consumida en el periodo de facturación.

Además del precio voluntario para el pequeño consumidor, basado en el coste del mercado de contado, en esta Propuesta se prevé, como alternativa, que el consumidor pueda contratar con el comercializador de referencia un precio fijo de la energía durante un año. De esta forma, según la exposición de motivos, se pretende ofertar un precio más estable para el consumidor, aunque con un mayor coste de aseguramiento.

Salvo que el consumidor haya optado por acceder a la opción de precio fijo, la facturación se debe efectuar por la comercializadora de referencia que corresponda con base en lecturas reales y considerando los perfiles de consumo o las medidas horarias según la disponibilidad de lectura con contador electrónico y telegestión.

Así, el Proyecto de Real Decreto determina el mecanismo de cálculo del PVPC introduciendo **dos modalidades de facturación en función de que se vaya disponiendo o no de equipo de medida electrónico y de que éste esté telegestionado**:

- a) En el caso de que el consumidor **no disponga de equipo de medida electrónico**, o que teniéndolo no esté telegestionado, se les facturará la energía que consuman de la forma siguiente:
- El consumo de energía por un consumidor durante los dos meses de facturación se distribuirá según el perfil de consumo diario del consumidor tipo.
  - Una vez distribuido, el consumo de cada hora se multiplicará por el precio horario del mercado correspondiente en el momento de consumo.
  - Con ello, se obtiene un precio medio ponderado de dos meses de consumo. Así, todos los consumidores de estas características que tengan la misma fecha de lectura inicial y final tendrán el mismo precio medio ponderado.
- b) Por su parte, los consumidores que dispongan de **equipos de medida electrónicos con telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas** (potencialmente 7 millones de consumidores) verán cambios importantes en su facturación, dado que se les facturará mensualmente su consumo real en cada hora con el precio horario final del mercado.

Por lo que respecta a **la implantación de equipos de medida con telegestión**, la Propuesta coadyuva a cumplir con lo establecido en la Directiva de Eficiencia Energética de 2012, al permitir que progresivamente los consumidores puedan percibir el precio real del mercado, poniendo en valor los contadores electrónicos, y posibilitando las ganancias de eficiencia para el sistema y los consumidores

En este sentido, debe tenerse en cuenta que **desde el año 2007 se puso en marcha un Plan de sustitución de contadores**, y un calendario de implantación de equipos con capacidad de telegestión y telemedida por medio de la disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008. En dicha orden se establecía que:

*«La implantación efectiva de los sistemas de telegestión y telemedida, así como la integración de los equipos de medida instalados desde el 1 de julio de 2007 en dichos sistemas deberá realizarse antes del 1 de enero de 2014.».*

Por tanto, dado que tales sistemas de telegestión y telemedida deberían haber estado implantados a fecha 1 de enero de 2014, la facturación en base a medidas horarias de los consumos debe entenderse perfectamente factible para todos aquellos suministros que dispongan de los nuevos equipos de medida en cumplimiento del Plan de sustitución de contadores.

Asimismo, se ha de señalar que, para recuperar los costes de implantación del nuevo sistema, se elevó el precio del alquiler de estos equipos de 0,54€ a 0,78€ mensuales (actualmente 0,81€).

Por otra parte, según la Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, por la que se modifica la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, en lo relativo al Plan de sustitución de contadores, se establece que antes del 31 de diciembre de 2014 deberán estar ya sustituidos el 35% del total del parque de contadores de hasta 15 kW de potencia contratada de cada empresa distribuidora.

En definitiva, antes del 31 de diciembre de 2014, el 35% de los contadores deberían haberse sustituido, y que, en cualquier caso, actualmente todos los equipos electrónicos instalados deberían estar telemedidos y telegestionados.

Esto conduce a que aún sea preciso mantener los perfiles horarios para aquellos consumidores a los que no se les haya sustituido los equipos, y a que, en su caso, se tomen las medidas necesarias para que los equipos ya sustituidos estén efectivamente integrados en los sistemas de telemedida y telegestión para obtener las prestaciones que han justificado su implantación.

### 3. Consideraciones generales.

#### 3.1 Sobre el impacto en el consumidor.

El mecanismo de cálculo introducido en la Propuesta implica pasar de un procedimiento que fija un precio ex ante para el siguiente periodo trimestral, a un procedimiento mediante el cual el precio se fija en función del consumo real y los precios registrados en el mercado de contado. Hay que señalar que el consumidor puede conocer ex ante el precio del mercado diario para el día siguiente, representando este precio la mayor parte del coste de la energía que se le va a repercutir. Este mecanismo presenta ventajas e inconvenientes respecto del mecanismo anterior.

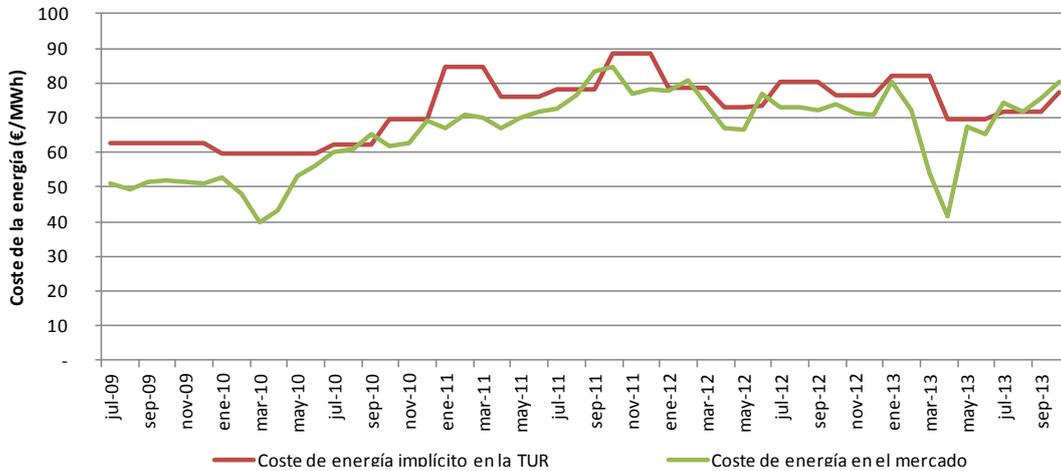
Entre las **ventajas cabe señalar las siguientes:**

##### **1º Reduce el coste de la energía implícito del PVPC.**

El nuevo mecanismo de determinación del coste de la energía supone una reducción del coste de la energía que se incluye en el PVPC, en la medida en que, al fijarse el precio en el mercado al contado, no se incluye la prima de riesgo de los mercados a plazo.

En el Gráfico 1 y el Gráfico 2 se muestra la evolución de la facturación media del coste estimado de la energía del consumidor medio acogido a PVPC (antes TUR) sin discriminación horaria y con discriminación horaria en dos periodos y la resultante de facturar su consumo a los precios del mercado spot, desde la introducción del suministro de último recurso hasta octubre de 2013, último mes con información disponible. El coste final de adquisición del perfil correspondiente en el mercado spot incluye el coste del mercado diario, el coste del mercado intradiario, el coste de los servicios de ajuste y el coste derivado de los pagos por capacidad.

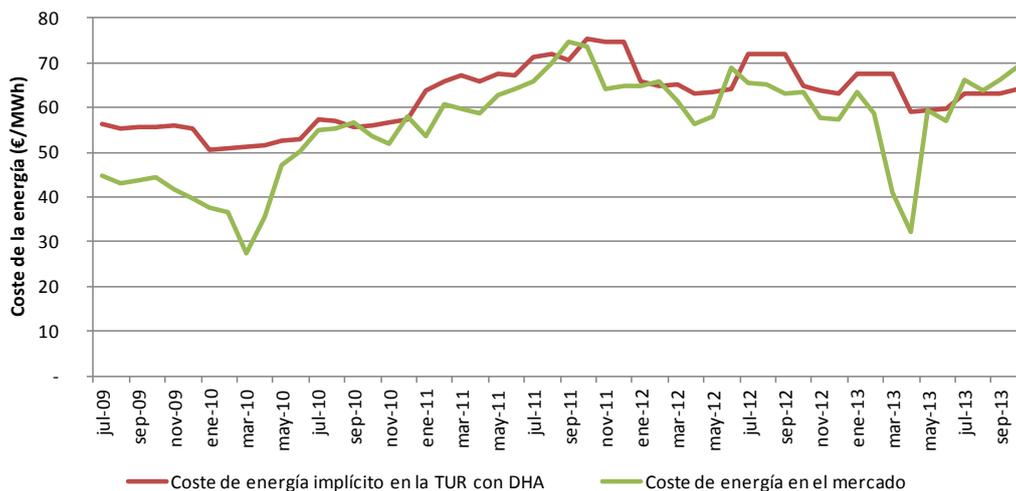
**Gráfico 1. Evolución del precio de la TUR sin DH y precio final de energía más tarifa de acceso sin considerar el margen de comercialización entre julio 2009 y octubre 2013 para el consumidor medio (en €/MWh consumido)**



Fuentes: CNMC, OMIE, REE y Resoluciones por las que se actualizan los precios de la TUR  
 Coste de la energía implícito en la TUR: facturación media del cliente acogido a tarifa de último recurso sin discriminación horaria.

Coste de la energía implícito en el mercado libre: facturación media que resulta de aplicar al perfil del consumidor medio acogido a tarifa de último recurso sin discriminación los precios del mercado spot.

**Gráfico 2. Evolución del precio de la TUR con DH y precio final de energía más tarifa de acceso sin considerar el margen de comercialización entre julio 2009 y octubre 2013 para el consumidor medio (en €/MWh consumido)**



Fuentes: CNMC, OMIE, REE y Resoluciones por las que se actualizan los precios de la TUR  
 Coste de la energía implícito en la TUR: facturación media del cliente acogido a tarifa de último recurso con discriminación horaria en dos periodos.

Coste de la energía implícito en el mercado libre: facturación media que resulta de aplicar al perfil del consumidor medio acogido a tarifa de último recurso con discriminación horaria de dos periodos los precios del mercado spot.

Teniendo en cuenta las hipótesis de facturación señaladas, se observa que, con carácter general, **el coste de la energía del perfil del cliente que podría acogerse a la TUR era superior cuando utilizaba esa tarifa que el precio medio registrado en el mercado spot.**

En términos medios, en el periodo comprendido entre julio de 2009 (fecha de introducción del suministro de último recurso y de las subastas CESUR) y octubre de 2013 (último dato disponible), el coste de la energía implícito de la TUR ha sido un 11% superior al que hubiera resultado de aplicar los precios registrados en el mercado. Esto equivale, si se incluyen peajes y cargos, a un precio final de la factura del 4,3% superior. Se estima en 1.671 M€ (1.477 M€ correspondientes a consumidores acogidos a TUR sin discriminación horaria y 194 M€ consumidores acogidos a TUR con discriminación horaria de dos periodos) el impacto de valorar la energía de los clientes acogidos a TUR al diferencial de precios registrado ex post entre la TUR y el mercado spot, en el periodo comprendido entre julio de 2009 y octubre de 2013.

## **2º Transmite a los consumidores señales adecuadas de precios.**

Uno de los objetivos de la Propuesta es transmitir a los consumidores, especialmente a aquéllos que cuentan con contador electrónico, las señales correctas de precios horarios del mercado de contado. Por tanto, una vez que todos los consumidores cuenten con equipos de medida telegestionados, sus facturas serán el reflejo de la evolución real de los precios habidos en el mercado al contado.

Transitoriamente, en el caso de los consumidores sin equipo de medida telegestionado se les aplicará el precio medio bimestral del mercado de contado, en lugar del precio trimestral derivado de la subasta, por lo que aunque desplacen su consumo individual hacia periodos de precios inferiores respondiendo a las modificaciones de precios, todavía no percibirán en su factura los ahorros de su comportamiento.

En cualquier caso, el precio facturado en cada hora del día estará con este mecanismo más ajustado al coste real de producción de electricidad en el momento de consumo.

## **3º Mejora de la eficiencia de la curva de carga del sistema.**

La **curva de carga diaria** del sistema eléctrico peninsular está determinada por el comportamiento de la demanda. Esta curva es mucho más **apuntada** que la de los países de nuestro entorno, en el sentido de que en los días laborables (sobre todo de invierno) se precisa casi el doble de potencia en los periodos de punta con respecto a los de valle. Para poder seguir la rampa de incremento de demanda cada mañana, es preciso arrancar nuevas centrales e incrementar la carga de las que ya se encuentran en funcionamiento, con la consiguiente

pérdida de rendimiento global e incremento de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Este incremento de generación culmina al atardecer, en las horas de punta.

Es posible mejorar la eficiencia de la curva de carga diaria desde el punto de vista energético y ambiental, y también desde el punto de vista económico si se aprovechan las señales de cambios de precios a lo largo del día. En este sentido, hay que recordar que se producen diferenciales de precios sistemáticos e importantes a lo largo del día. Por ejemplo, en día laborable en invierno, entre las horas de punta y las de valle existe un diferencial permanente medio de 11 €/MWh (frente a un precio medio diario entre 40 y 60 €/MWh). Estas diferencias son percibidas por los consumidores industriales que disponen de equipos de medida telegestionados, pero es necesario que sean igualmente percibidas por los consumidores domésticos.

La propuesta de RD posibilita la **gestión de la demanda** del consumidor mediante la percepción del precio horario en los consumidores que tienen equipos de medida telegestionados. El conocimiento de los precios horarios, desde el mediodía del día anterior, hará que este tipo de consumidor pueda modificar sus pautas de consumo, desplazando parte de su consumo desde la punta al llano o al valle (o aprovechando los días de precios reducidos en el mercado), con el fin de obtener un beneficio económico. Con ello, **se podrá mejorar la eficiencia de la curva de carga diaria** (que será menos apuntada), con la consiguiente reducción de costes para el consumidor y emisiones de CO<sub>2</sub> (al no ser necesarias centrales de punta que son más ineficientes). Mediante los contadores electrónicos es, asimismo, posible que los comercializadores o las empresas de servicios energéticos puedan desarrollar actividades de domótica que permitan una gestión automática de la demanda.

#### **4º Evita las lecturas estimadas y elimina las revisiones trimestrales.**

El mecanismo propuesto elimina la revisión trimestral del PVPC, en función del resultado de la CESUR, y la utilización de equipos de medida telegestionados minimizan la necesidad de facturar sobre la base de lecturas estimadas. Por tanto, se minimizan las refacturaciones en el coste de la energía implícito del PVPC.

No obstante, el mecanismo introducido presenta los **siguientes inconvenientes**:

### **1º Cambio sobre la señal de precios actual.**

Dado el cambio significativo respecto al mecanismo de precios actual, es necesario, tal y como se señala en la memoria de análisis de impacto normativo de la propuesta (MAIN), **realizar una labor informativa dirigida al consumidor** para que conozca dónde puede consultar los precios del mercado eléctrico para el día siguiente.

Asimismo, esta labor informativa cobra especial relevancia a medida en que se vayan generalizando los equipos de medida con telegestión, de manera que los consumidores puedan conocer cómo afectan sus decisiones de consumo horario a su factura eléctrica y dónde pueden comprobar que se les ha facturado correctamente. Tan solo los consumidores informados y que tengan equipos de medida con telegestión tendrán capacidad, por el momento, para utilizar eficientemente las señales de precio que se deriven del mercado, de modo que éstas repercutan en una reducción del precio medio que pagan por su consumo eléctrico.

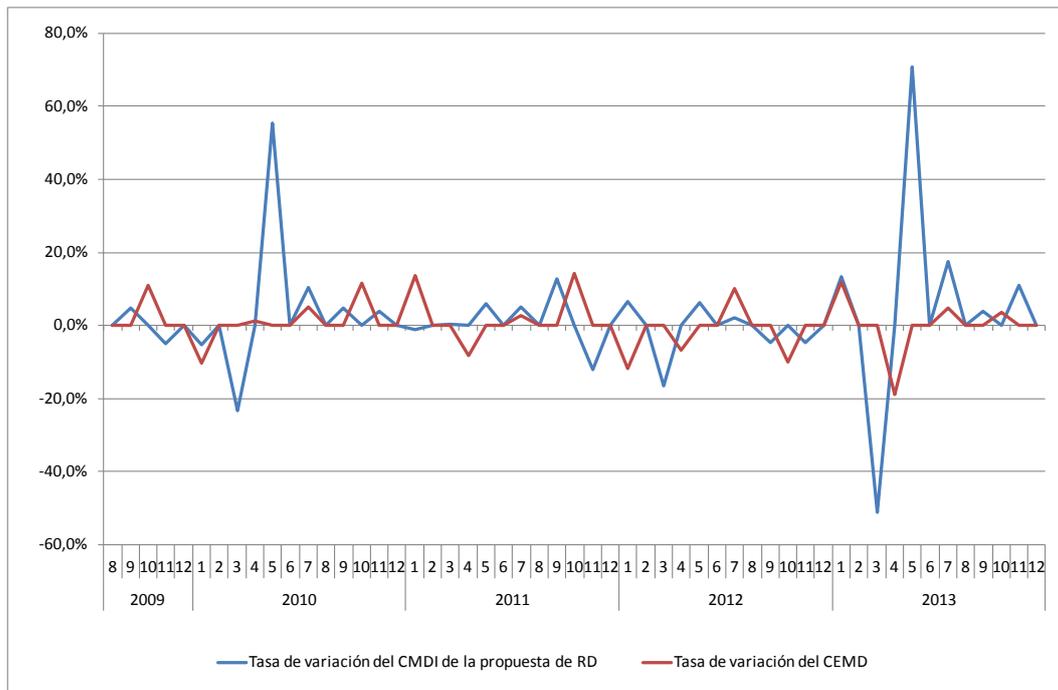
El Operador del Mercado publica los precios de cada día el día anterior, por lo que es necesario informar al consumidor para que pueda anticipar las señales de precio que se deriven del mercado. **En esta línea, la CNMC mantendrá un sistema en su web que permita al consumidor comprobar que su factura es correcta, tal y como establece la propuesta.**

### **2º Menor estabilidad de los precios.**

El mecanismo de fijación del coste de la energía vigente determina el coste para el siguiente trimestre, mientras que el mecanismo propuesto es el resultado de aplicar los precios registrados en el mercado. En consecuencia, la comparación de las facturas de los consumidores entre bimestres presentará una mayor variabilidad por el componente del coste de la energía implícito en PVPC.

En los gráficos 3 y 4 se muestra la tasa de variación del componente de la energía respecto del mes anterior con ambos mecanismos para un consumidor medio. Se observa que el mecanismo de la propuesta de Real Decreto presenta mayor variabilidad que el mecanismo vigente, pudiendo en los meses de consumo más elevado suponer una variabilidad adicional sobre el mecanismo vigente de 2€. Se señala que en determinadas circunstancias (típicamente en los meses de mayor consumo o con mayor pluviometría o viento) la variabilidad con el nuevo mecanismo podría dar lugar a incrementos o descensos de la factura de 6€. Todo ello sin considerar el impacto que tiene sobre la factura la propia estacionalidad del consumo.

**Gráfico 3. Tasa de variación respecto del mes anterior del coste medio de la energía según el mecanismo vigente (CEMD) y el mecanismo de la propuesta de Real Decreto (CMDI) para el consumidor medio correspondiente al ejercicio 2013<sup>4</sup>**



Fuentes: BD SINCRO, OMIE, REE y Resoluciones por las que se actualizan los precios de la TUR

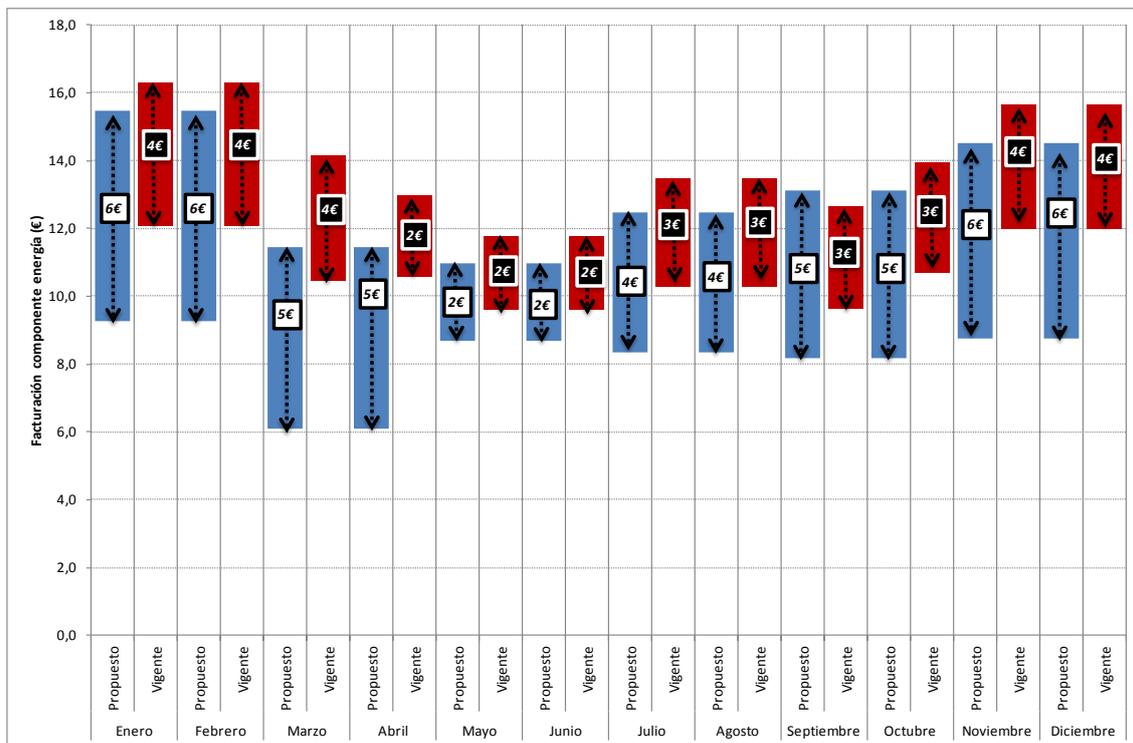
Notas:

TUR: facturación media del cliente acogido a tarifa de último recurso sin discriminación horaria, considerando periodo de lectura bimestral comenzando el 1 de enero.

Libre: facturación media que resulta de aplicar al perfil del consumidor medio acogido a tarifa de último recurso sin discriminación horaria a los precios del mercado spot, considerando periodo de lectura bimestral comenzando el 1 de enero.

<sup>4</sup> Se entiende por consumidor medio un consumidor con 4,1 kW de potencia contratada 2.500 kWh de consumo al año.

**Gráfico 4. Variación media mensual de la facturación por el coste de la energía (excluido impuesto eléctrico e IVA) según el mecanismo vigente y el mecanismo de la propuesta de Real Decreto, para el consumidor medio correspondiente al ejercicio 2013, considerando los precios del periodo comprendido entre julio de 2009 y diciembre de 2013.**



Fuentes: BD SINCRO, OMIE, REE y Resoluciones por las que se actualizan los precios de la TUR

Notas:

TUR: facturación media del cliente acogido a tarifa de último recurso sin discriminación horaria, considerando periodo de lectura bimestral comenzando el 1 de enero.

Libre: facturación media que resulta de aplicar al perfil del consumidor medio acogido a tarifa de último recurso sin discriminación horaria de dos periodos los precios del mercado spot, considerando periodo de lectura bimestral comenzando el 1 de enero.

### **3.2 Sobre la incidencia en el desarrollo del mercado minorista.**

El mecanismo incluido en la Propuesta supone un cambio sustancial con respecto al mecanismo vigente hasta 2013, pasando de un modelo en el que el precio del coste de la energía en el mercado diario se fijaba a priori en una subasta, a otro en el que el consumidor abonará el coste que ha supuesto su consumo utilizando los precios del mercado spot, que es la base del PVPC. Adicionalmente, la Propuesta prevé un mecanismo alternativo al PVPC, consistente en la posibilidad de que el consumidor pueda contratar con el comercializador de referencia un precio fijo de la energía durante un año, precio que será establecido por el comercializador de referencia correspondiente.

A la vista de las consideraciones realizadas por la Agencia para la Cooperación de los Reguladores (ACER) indicadas en el Anexo III de este informe, sobre el impacto de los precios regulados en el desarrollo del mercado minorista, se analiza a continuación el impacto del mecanismo propuesto para la fijación del PVPC.

#### **1º Limitado impacto sobre la actividad de comercialización liberalizada.**

Para este segmento de consumo, los comercializadores en mercado libre establecían, con carácter general, sus ofertas como un descuento en relación a la TUR. Este descuento se realizaba, bien contra su margen de comercialización, bien mediante una mejor gestión de sus compras o su cobertura en los mercados a plazo.

Con carácter general, la actividad de comercialización en mercado libre se desarrolla realizando ofertas al consumidor para un determinado horizonte, una vez que el comercializador tiene asegurado el coste del suministro para dicho horizonte en los mercados a plazo. En la medida en que dicho coste quede asegurado, incorporando la prima de riesgo propia de los mercados a plazo, tenderá a ser en términos globales más alto que el coste implícito en el PVPC, salvo que el comercializador fuera capaz de hacer un descuento sobre su margen de comercialización o que cuente con coberturas para ciertos periodos que les genere costes de suministro inferiores a los precios del mercado spot, tal y como ocurrió en 2012. En este sentido, el consumidor puede ver pocos incentivos a pasar al mercado libre.

No obstante, en la medida que el consumidor pudiera valorar más otros servicios adicionales, no incluidos en el PVPC que pueda aportar el comercializador libre, como puede ser la estabilidad de un precio fijo para un determinado horizonte o la contratación de otros servicios adicionales como la energía verde u otros servicios del hogar, este efecto podría compensar el incremento de la prima de riesgo.

En este sentido, **la introducción de la obligación para las comercializadoras de referencia de ofrecer un contrato anual a precio fijo**, si bien tiene por objeto mejorar la protección de los consumidores, en tanto que garantiza un precio estable durante un plazo, compite con los servicios ofrecidos en el mercado libre.

En función del desarrollo de estos contratos y su impacto sobre el mercado liberalizado, convendría revisar en el futuro la necesidad de mantener esta obligación.

Por otra parte, esta Comisión, y en particular esta Sala de Supervisión Regulatoria, no puede desconocer los beneficios derivados de la liberalización de los mercados en favor de los destinatarios finales, como por ejemplo ha ocurrido en el sector de las telecomunicaciones, y por tanto, debe pronunciarse sobre la conveniencia de reducir progresivamente el ámbito de aplicación del PVPC.

**Esta Comisión considera que para un eficaz desarrollo del mercado minorista sería necesario establecer una hoja de ruta para la desaparición del PVPC**, si bien ésta debería comenzar una vez se encuentren en funcionamiento los procedimientos de cambio de suministrador y se hayan introducido las medidas necesarias para que se garantice una completa transparencia en el proceso de contratación y un mayor conocimiento del consumidor de la oferta contratada. En cualquier caso, el calendario debería tener en cuenta que más del 70% de los consumidores con derecho a PVPC tiene una potencia contratada de entre 3 y 6 KW.

**Cuadro 2. Distribución del número de puntos de suministro por rangos de potencia contratada considerando consumidores con derecho a PVPC tanto en mercado libre como regulado (miles de puntos de suministro)**

Rango de potencias [kW]	2009	2010	2011	2012
10≥P>9	770	806	813	808
9≥P>8	374	384	380	373
8≥P>7	230	250	244	239
7≥P>6	1.172	1.210	1.240	1.263
6≥P>5	3.848	4.118	4.247	4.321
5≥P>4	5.577	5.690	5.797	5.880
4≥P>3	9.357	9.388	9.397	9.377
3≥P>2	2.684	2.626	2.575	2.545
2≥P>1	1.817	1.756	1.691	1.652
1≥P>0	273	271	258	252
<b>Total</b>	<b>26.102</b>	<b>26.497</b>	<b>26.642</b>	<b>26.711</b>

A efectos de mejorar la información sobre el cambio de suministrador, la CNMC va a promover el desarrollo de un Código de Buena Conducta para los comercializadores. Adicionalmente, se considera necesario introducir una obligación en la normativa que exija al comercializador que, con carácter previo a la firma del contrato, informe al consumidor del impacto en su factura que supone la nueva oferta, así como de la exigencia de la contratación de servicios adicionales. El comercializador deberá contar con la documentación precisa que acredite el cumplimiento de dicha obligación, obligación que podría ser recogida en este Real Decreto.

## **2º Dificultad de comparación.**

El mecanismo de PVPC no permite realizar una comparación a priori con otras ofertas existentes en el mercado, lo que puede dificultar la contratación de nuevos productos ofrecidos por los comercializadores libres, ya que sólo resulta posible calcular los ahorros con respecto al PVPC a posteriori. Únicamente sería posible la comparación si la oferta del comercializador libre supusiera un descuento sobre el término fijo del PVPC.

En este sentido, la introducción de los contratos anuales a precio fijo introduce un elemento que permite la comparación entre aquellos consumidores que elijan esta alternativa.

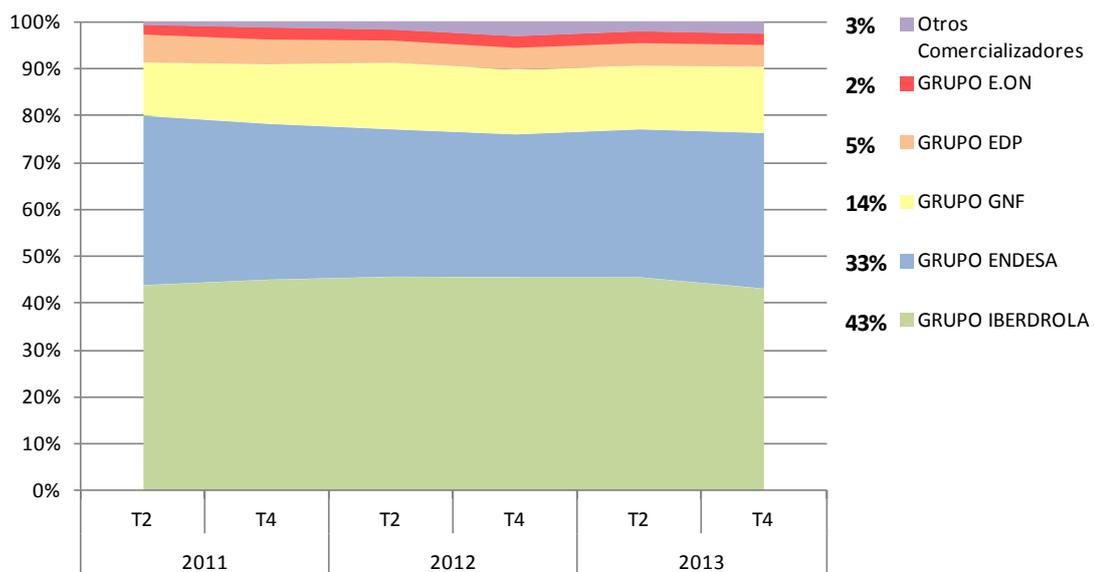
## **3º Limitado impacto sobre los nuevos entrantes.**

Cabría pensar que el posible impacto del nuevo sistema sería más relevante sobre los pequeños entrantes, ya que las empresas verticalmente integradas cuentan con una cobertura natural que le aporta la propia generación del grupo, lo que supone una menor prima de riesgo. La ventaja que poseen estas empresas en el mercado minorista está implícita en su propia estructura vertical, independientemente del mecanismo que se utilice para la fijación del PVPC.

En este sentido, cabe señalar que el mecanismo vigente hasta 2013, basado en un mecanismo de cobertura a plazo fácilmente replicable por los comercializadores libres, con un margen considerable derivado de la prima de riesgo implícita en el precio de la CESUR (11% de media en el período 2009-2013), no ha permitido que los nuevos entrantes en el mercado minorista obtengan una cuota relevante en el segmento doméstico. En concreto, esa cuota es del 3% en 2013 en la red de las distribuidoras de más 100.000 clientes. De hecho, incluso en el año 2013 la cuota de los comercializadores pertenecientes a grupos integrados verticalmente se ha incrementado frente al año anterior.

En definitiva, esta Comisión considera que **la principal dificultad para la entrada de nueva comercialización libre no está tanto en la existencia de un precio de referencia para el pequeño consumidor, sino fundamentalmente en la estructura verticalmente integrada en los principales grupos del sector** de la actividad de generación, distribución y comercialización. Adicionalmente, otras cuestiones adicionales como la necesidad de ciertas economías de escala para gestionar el negocio, la mayor resistencia del consumidor a realizar cambios, la falta de liquidez en los mercados con un plazo superior al año, la inexistencia de mercados a plazo para la cobertura de la volatilidad del coste de los servicios de ajuste o la menor elasticidad precio de la demanda doméstica respecto a la industrial contribuyen a la reducida cuota alcanzada por los comercializadores no integrados verticalmente.

**Gráfico 5. Cuota de energía suministrada por cada comercializador en mercado libre a los consumidores con derecho a PVPC en la red de las 5 grandes distribuidoras**



#### **4º Influencia sobre el comercializador de referencia.**

En relación con el impacto sobre los comercializadores de referencia, cabe señalar que **la Propuesta no supone ningún riesgo de cobertura en relación con el precio del mercado diario**, dado que se traslada el coste de adquisición del comercializador de referencia al consumidor a través del coste de la energía implícito en el PVPC.

Adicionalmente, en cuanto a la facturación, conviene señalar el incremento de su complejidad. Con el nuevo sistema, el cálculo de las facturas diarias que

realiza cada comercializador de referencia se complica al incorporar los 720 valores mensuales, en lugar del valor fijo trimestral previsto anteriormente.

Cabe señalar que la Propuesta introduce, en su disposición transitoria primera, un plazo de un mes para la adaptación de los sistemas de facturación, plazo que parece insuficiente atendiendo a los cambios del sistema, tal y como han señalado varios miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

### **3.3 Sobre el impacto en la liquidez de los mercados a plazo.**

Las subastas CESUR para la fijación de la tarifa de último recurso (TUR), en las que los comercializadores de último recurso (CUR) adquirirían de manera precio-aceptante contratos a plazo por diferencias de precio para cubrir la demanda de sus clientes acogidos a la TUR, supuso, entre otras medidas, el fomento de la contratación a plazo en el mercado OTC y OMIP.

En particular, los agentes que participaban en las subastas CESUR podían adquirir con anterioridad a las subastas los contratos equivalentes en el mercado a plazo (OTC y OMIP), para venderlos posteriormente en las subastas CESUR, cerrando así sus posiciones en dichas subastas. Concretamente, si bien el volumen negociado en el mercado a plazo ha sido significativamente superior a la cantidad subastada en CESUR, en general la posición abierta al inicio de la liquidación de los contratos no fue significativamente superior a los volúmenes subastados en CESUR. Por tanto, los productos subastados en CESUR contribuyeron a desarrollar la liquidez de la contratación a plazo, especialmente de contratos trimestrales, fomentando la participación de agentes, incluidos aquellos ajenos al mercado eléctrico<sup>5</sup>.

Un mercado mayorista de electricidad (spot y a plazo) eficiente debe ser líquido para promover la competencia efectiva. Para ello, deben existir productos que permitan realizar coberturas a los agentes entrantes, con referencias de precios robustas en todos los horizontes temporales y un mercado a corto plazo (spot) que funcione correctamente<sup>6</sup>. Asimismo, tanto la literatura como trabajos empíricos existentes señalan que existe un efecto pro-competitivo de la contratación a plazo sobre el mercado spot<sup>7</sup>.

<sup>5</sup> Estos agentes, aún sin estar interesados en la cobertura de una posición física, aportan liquidez al mercado a plazo, permitiendo la transferencia de riesgo entre ellos y el resto de agentes (productores, consumidores, comercializadores, etc.).

<sup>6</sup> Véase "Wholesale power market liquidity: statutory consultation on the 'Secure and Promote' licence condition" del regulador británico Ofgem.

<sup>7</sup> Para un análisis teórico de este argumento véase Allaz y Vila (1993), Newbery (1998), Green (1999). El argumento teórico que sostiene el efecto pro-competitivo de la contratación a plazo es que ante la posibilidad de negociar contratos a plazo, los generadores se comportarán estratégicamente y tenderán a tomar posiciones en los mercados a plazo con el fin de acaparar cuota de mercado. Este hecho hará disminuir la elasticidad de la demanda en el mercado spot y, por tanto, el precio de mercado. No obstante, algunos trabajos de carácter teórico muestran que en ciertas circunstancias o bajo ciertos supuestos, dicho efecto competitivo podría ser nulo.

Por tanto, la propuesta de Real Decreto, que establece que el cálculo del PVPC se determine en función del precio de los mercados diario e intradiario, elimina de dicho cálculo las referencias a plazo, lo que podría ir en detrimento de la liquidez inmediata en los mercados a plazo, sin perjuicio de que en el futuro puedan desarrollarse para cubrir la volatilidad de precio que puedan demandar determinados segmentos de consumidores

### **3.4 Sobre la regulación de las condiciones de contratación y de cambio de suministrador.**

La Propuesta introduce una serie de disposiciones que no sólo regulan la metodología de cálculo del PVPC, sino también al régimen jurídico de contratación y de cambio de suministrador aplicable al consumidor con derecho al PVPC. Dichas disposiciones fueron incluidas previamente en el Proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica (RD Suministro), actualmente en trámite. Dicho Proyecto regulaba el régimen de aplicación al suministro de todos los consumidores, no sólo los de los pequeños consumidores.

Esta Comisión considera más adecuado desde el punto de vista de la mejora de la regulación y de la técnica legislativa, que las cuestiones ajenas a la metodología de cálculo del PVPC se hubiesen regulado en el mencionado RD Suministro, dando una mayor coherencia a la regulación del consumidor en su conjunto. Esta consideración aplicaría a los artículos 5, 16, 17 y 18.

### **3.5 Sobre los peajes de transporte y distribución (peajes de acceso), los cargos y los precios de venta al pequeño consumidor.**

La Propuesta establece en su Título III la definición y estructura de los PVPC, en su Título VII la definición y estructura de los peajes de acceso implícitos en los PVPC y en su Disposición transitoria quinta los valores iniciales del margen de comercialización y los cargos a aplicar en el cálculo de la tarifa del PVPC.

En particular, la Propuesta establece que los PVPC constan de un término de potencia y un término de energía. El término de potencia del PVPC se define como el resultado de añadir al término de potencia del peaje de acceso el margen de comercialización y el término de energía del PVPC como el resultado de añadir al término de energía del peaje de acceso, el término de energía correspondiente a los cargos y el coste de producción de la energía. Con carácter transitorio, en tanto no se desarrolle la metodología de cálculo de los cargos, se establece que el término variable de los cargos estará integrado por los precios asociados a la financiación de la retribución del Operador del Sistema y del Operador del Mercado, los pagos por capacidad y las pérdidas.

En este sentido, esta Comisión considera que, teniendo en cuenta que el proyecto de Real Decreto es un desarrollo reglamentario de la Ley 24/2013 y que la Ley diferencia entre los peajes, cargos y los precios para la financiación de los pagos por capacidad, para la retribución del Operador del Mercado y para la retribución del Operador del Sistema, **podría haber sido más adecuado establecer únicamente en la propuesta la metodología de cálculo del término de energía asociado al coste de la energía**. Más aun cuando existe metodología vigente similar a la propuesta regulada en órdenes ministeriales, además todavía deben definirse los cargos (que no se introducen en la propuesta) y debe esperarse a la metodología que establezca esta Comisión sobre la estructura de los peajes de transporte y distribución.

### **3.6 Sobre las competencias de la CNMC en el establecimiento de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución**

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico establece la diferenciación de los peajes de acceso vigentes en dos conceptos: los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y los cargos necesarios para cubrir el resto de los costes.

Dicha diferenciación, como se señala en la exposición de motivos, “...responde a la terminología utilizada en las directivas europeas y a la conveniencia de diferenciar los pagos por contribución a la cobertura de los costes de las redes de transporte y distribución, peajes, de aquellos pagos relacionados con otros aspectos regulados del sistema, cargos.”

El artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece en sus tres primeros apartados:

*“1. El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de:*

- a) *Los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, que se establecerán de acuerdo con la metodología establecida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia considerando a estos efectos el coste de la retribución de estas actividades.*
- b) *Los cargos necesarios que se establecerán de acuerdo con la metodología prevista en el presente artículo para cubrir otros costes de las actividades del sistema que correspondan.*

*Los peajes y cargos así calculados serán únicos en todo el territorio nacional y no incluirán ningún tipo de impuestos.*

2. Los peajes que deberán satisfacer los consumidores tendrán en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por periodos horarios y potencia.

Los peajes que deberán satisfacer los productores de energía eléctrica se regularán reglamentariamente, teniendo en cuenta la energía vertida a las redes.

3. El Gobierno, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá la metodología de cálculo de los cargos que deberán satisfacer los consumidores y, en su caso, los productores de energía eléctrica, y que cubrirán los costes del sistema que se determinen, sin perjuicio de lo dispuesto para los peajes de transporte y distribución. Dichos cargos podrán tener en cuenta la estructura de peajes de acceso existentes.”

De este modo, la Ley 24/2013 modifica radicalmente el marco tarifario preexistente al modificar el propio concepto de *peaje*, de forma que éste deja de englobar todos los costes del sistema y pasa a comprender solo el coste de las redes de transporte y distribución. El resto de costes del sistema (que también ha de sufragar el consumidor) dejan de formar parte del precio del acceso a las redes y se califican de *cargos*. Como consecuencia de este cambio, el ámbito del concepto de *peaje* que introduce la Ley 24/2013 resulta ser coincidente con el ámbito para el que el regulador ha de establecer la metodología asignativa de costes. Así resulta expresamente del artículo 16.1 a) de la Ley, al señalar que **“los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución [...] se establecerán de acuerdo con la metodología establecida por la CNMC”** precepto que refiere la *metodología establecida por la CNMC a los peajes de acceso a las redes*.

El artículo 16.3 de la Ley establece además que la metodología del cálculo de los cargos corresponde al Gobierno (previo informe de la CNMC) indicando expresamente que *“dichos cargos podrán tener en cuenta la estructura de peajes de acceso existentes.”*

Los espacios competenciales respectivos de la CNMC y del Gobierno resultan así delimitados más claramente: compete a la CNMC establecer la metodología de los peajes (y esta metodología resulta vinculante para el Ministerio según el artículo 16.1.a de la Ley) y al Gobierno corresponde establecer la metodología de los cargos (metodología que puede asumir la estructura de los peajes existentes o apartarse de ella).

Por tanto, **esta Comisión entiende que no debe regularse en esta Propuesta aquello relacionado con la estructura y definición de los peajes de acceso, por lo que debe eliminarse el Título VII de la propuesta de Real Decreto.**

En tanto que la CNMC desarrolla la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución, lo que se producirá a lo largo de este año, **cabe seguir utilizando lo establecido en el Real Decreto 1164/2001 y en la Orden ITC/1659/2009**, en lo relativo a los peajes de acceso implícitos en el PVPC, como se viene realizando hasta ahora, **o bien incorporar todo el Título VII de la propuesta en una disposición transitoria** hasta que se apruebe la metodología.

En el Anexo II del presente informe se justifica con mayor grado de detalle las competencias que la CNMC tiene en relación con la metodología de asignación de los costes de transporte y distribución a los peajes de acceso.

### 3.7 Sobre la necesaria adaptación del Bono Social

Al calcularse el bono social como diferencia entre el PVPC y la Tarifa de referencia en la normativa vigente (denominada tarifa reducida en el 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), en tanto no se modifique esta última, el bono social podría resultar negativo en la medida en que el coste de la energía implícito en la tarifa de referencia sea, en algún periodo, superior al incluido en el PVPC. Se debería, en consecuencia, adaptar el bono social al nuevo mecanismo de PVPC.

En este sentido, la tarifa de último recurso para este colectivo debería definirse de tal forma que el bono social resultara siempre positivo, por ejemplo, estableciendo un porcentaje de descuento sobre el PVPC.

## 4. Observaciones particulares

### 4.1 Exposición de motivos

Se propone modificar la exposición de motivos en lo relativo a la referencia de que la subasta CESUR celebrada el 19 de diciembre de 2013 fue invalidada, con la siguiente mejora de redacción:

*«~~La última subasta CESUR celebrada el 19 de diciembre de 2013 fue invalidada por la~~ La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia como entidad supervisora de la misma, recomendó que no procedía la validación de los resultados de la subasta CESUR celebrada el 19 de diciembre de 2013 en cumplimiento del artículo 6 de la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, y del artículo 14.1 de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a la vista de la concurrencia de determinadas circunstancias atípicas. [...]».*

## 4.2 Título Preliminar. Objeto y ámbito de aplicación

El Título preliminar recoge el objeto y ámbito de aplicación de la norma.

### Artículo 1. Objeto

El objeto de la propuesta de Real Decreto es:

1. Establecer los criterios para designar a los comercializadores de referencia y sus obligaciones.
2. Establecer la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, de las ofertas a precio fijo y de las tarifas de último recurso y, en particular, el procedimiento de cálculo del coste de producción de energía eléctrica que incluirá el precio voluntario para el pequeño consumidor.
3. Determinar la estructura de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, antes tarifas de último recurso, que serán de aplicación a los consumidores de baja tensión con potencia contratada hasta 10 kW, y sus peajes de acceso correspondientes.

En relación con este artículo, esta Comisión considera que cabría incluir en el objeto la determinación del Bono Social, así como la TUR aplicable a este colectivo de consumidores. Asimismo, se podría incluir un nuevo punto sobre las condiciones de contratación y cambio de suministrador.

Por otra parte, en tanto que los cargos no vienen regulados en esta Propuesta y que la **definición de la estructura y condiciones de los peajes de acceso corresponde a la CNMC** (artículo 16 de la LSE), **no procede incluir en el objeto el apartado 4 del artículo 1.**

## 4.3 Título II. Comercializadoras de referencia.

El Título II establece las condiciones que deben cumplir las empresas comercializadoras de energía eléctrica para ser designadas comercializadoras de referencia, así como sus obligaciones.

### Artículo 3. Requisitos de los comercializadores de referencia.

Con la finalidad de aclarar los **requisitos exigidos** a las comercializadoras de referencia, se propone:

- Precisar que la experiencia de tres años como comercializadora se refiera a la actividad de suministro para consumidores, dado que existen

comercializadoras que solamente tienen actividad en las interconexiones internacionales.

- Concretar el requisito de capacidad legal. El artículo 3.1.c) de la Propuesta requiere, para poder ser comercializador de referencia, que la empresa en cuestión no haya sido sancionada en los últimos tres años, ni pertenezca a un grupo empresarial o empresas vinculadas que hayan sido sancionados en dicho período.

Dada la multiplicidad de ámbitos materiales sobre los que se proyecta la acción administrativa y que pueden dar lugar al establecimiento de las correspondientes sanciones se hace necesario concretar el ámbito a que se refieren estas sanciones al del sectorial eléctrico.

- Se recomienda también mejorar la redacción sustituyendo media móvil del año anterior por los últimos doce meses.

Con ello, se propone esta redacción:

*«1. Podrán ser comercializadores de referencia las empresas comercializadoras de energía eléctrica que cumplan los siguientes requisitos:*

*a) Tener un capital social mínimo de 500.000 euros.*

*b) Haber desarrollado la actividad de comercialización de energía eléctrica para consumidores durante los últimos tres años, habiéndose, mantenido durante este tiempo ininterrumpidamente en el cumplimiento de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica exigidos en la normativa.*

*c) No estar inhabilitada para el ejercicio de la actividad de comercialización de energía eléctrica ni haber sido objeto de un procedimiento de traspaso de clientes ni haber sido sancionado mediante resolución firme en vía administrativa en aplicación de la normativa sectorial eléctrica en los últimos tres años, ni pertenecer a ningún grupo empresarial o empresas vinculadas que lo hayan sido.».*

Cabe señalar que debería matizarse que el criterio establecido en el apartado 3 sobre que, en todo caso, las comercializadoras con más de 100.000 clientes asumirán la condición de comercializador de referencia, este criterio debe circunscribirse al territorio español, dado que de otra forma se estaría incluyendo la actividad de comercialización internacional de empresas que tienen muy poca actividad en el territorio español.

*«3. En todo caso, tendrán la obligación de asumir el suministro a los consumidores de energía eléctrica que se determinan en el artículo 4 del presente real decreto los grupos empresariales, tal como se definen en*

*el artículo 42 del Código de Comercio, que hayan suministrado a más de 100.000 clientes en el territorio español o a 25.000 clientes en el caso de Ceuta y Melilla, de media en los últimos doce meses en el año móvil anterior, [...].».*

Con respecto a la **obligación de publicación y emisión de informe anual de la CNMC** sobre el cumplimiento de requisitos de los grupos empresariales para ser comercializador de referencia, en tanto que esta CNMC no es la competente para designar a las comercializadoras de referencia, como establece el propio artículo, parece más oportuno que la obligación de publicación anual corresponda a la Secretaría de Estado de Energía, pues es en dicho departamento donde obrará el expediente que dio lugar a la designación, todo ello sin perjuicio de las labores de supervisión que correspondan a esta Comisión. Por lo que se propone la supresión del segundo párrafo del apartado 3.

~~«A estos efectos la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará anualmente, antes del 1 de febrero de cada año, los grupos empresariales que cumplan dichos requisitos y supervisará el cumplimiento de esta obligación informando a la Secretaría de Estado de Energía.».~~

Esta Comisión valora favorablemente que se haya tenido en cuenta las consideraciones del Informe 25/2013<sup>8</sup> de la CNE solicitado por la Secretaría de Estado de Energía sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica, en relación a que la referencia debería estar ligada a un criterio de ámbito nacional y no al ámbito territorial de la Comunidad Autónoma.

Debe destacarse que conforme a lo establecido en la nueva LSE, la regulación establecida en la Propuesta y la derogación del Real Decreto 485/2009, no se desprende que los comercializadores de referencia deban suministrar únicamente a consumidores acogidos al PVPC, lo que sí se regula en el proyecto de RD Suministro no en vigor, por lo que sería necesario incorporar en esta propuesta dicha disposición. **Si bien esta Comisión considera que debería reflexionarse sobre la necesidad y proporcionalidad de establecer dos personalidades jurídicas distintas en función del producto que se suministra.**

En cualquier caso, en la disposición adicional primera se designan obligatoriamente ocho comercializadoras de referencia, de las cuales tres no

---

<sup>8</sup> Informe 25/2013 de la CNE solicitado por la Secretaría de Estado de Energía sobre el proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica.

eran comercializadoras de último recurso con la regulación anterior. En particular, CIDE HC-Energía S.L, Empresa de alumbrado eléctrico de Ceuta. S.A y Gaselec diversificación, S.L. Cabe señalar que estos comercializadores ya están suministrando en la actualidad a consumidores en mercado libre, por lo que debería establecerse un periodo transitorio para que puedan adaptarse a las nuevas circunstancias.

**Cuadro 3. Número de consumidores por comercializador a 30 de septiembre de 2013**

TIPO	COMERCIALIZADOR	T3 2013
COR	ENDESA ENERGIA XXI, S.L.U.	7.881.641
ML	IBERDROLA GENERACION, S.A.	5.333.412
COR	IBERDROLA COMERCIALIZACION DE ÚLTIMO RECURSO, S.A.U.	5.233.827
ML	ENDESA ENERGIA, S.A.	3.331.468
COR	GAS NATURAL S.U.R., SDG S.A.	2.719.395
ML	GAS NATURAL SERVICIOS SDG, S.A.	1.555.781
ML	HIDROCANTABRICO ENERGIA, S.A. UNIPERSONAL	507.568
ML	CIDE HCENERGIA	432.153
COR	E.ON COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO, S.L.	322.747
ML	E.ON ENERGIA, S.L.	303.815
COR	HIDROCANTABRICO ENERGIA ÚLTIMO RECURSO, S.A.	261.784
ML	NATURGAS ENERGIA COMERCIALIZADORA, S.A.U.	117.538
ML	FENIE ENERGÍA, S.A.	68.486
ML	COMERCIALIZADORA ELECTRICA DE CADIZ, S.A.	62.338
ML	GAS NATURAL COMERCIALIZADORA, S.A.	47.480
ML	FACTOR ENERGIA, S.A.	30.755
ML	GASELEC DIVERSIFICACION, S.L.	30.442
ML	EMPRESA DE ALUMBRADO ELECTRICO DE CEUTA, S.A.	30.040
ML	NEXUS ENERGIA, S.A.	25.829
ML	AGUAS DE BARBASTRO ENERGÍA, S.L.	23.415
ML	ENÉRGYA VM Gestión de Energía, S.L.U.	21.667
ML	BASSOLS ENERGÍA COMERCIAL, S.L.	21.601
ML	AUDAX ENERGÍA, S.L.	20.903
ML	GALP ENERGÍA ESPAÑA S.A.U.	19.609
ML	COMPAÑIA ESCANDINAVA DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA, S.L.	19.574
ML	ELECTRA ENERGIA, S.A.U.	18.893
ML	ELECTRICA DEL EBRO, S.A.	18.809
ML	COOPERATIVA ELECTRICA BENEFICA SAN FRANCISCO DE ASÍS, COOP. V.	13.988
ML	AGRI-ENERGIA, S.A.	13.070
ML	HIDROELECTRICA DEL VALIRA, S.L.	12.026
ML	ELECTRA CALDENSE ENERGIA, S.A.	11.684
ML	SOCIEDAD ELECTRICISTA DE TUY, S.A.	10.771
ML	ELECTRICA SEROSENSE, S.L.	10.045
ML	OTROS (menos de 10.000 clientes)	194.267

Fuente: CNMC

#### **Artículo 4. Suministros de los comercializadores de referencia**

Debería preverse que la comercializadora de referencia queda exceptuada de suministrar a los consumidores con derecho a PVPC en situación de impago del mismo modo que queda exceptuada en el artículo 14 para los consumidores con derecho a la tarifa de último recurso (vulnerables y transitorios sin contrato).

«3. No obstante, el comercializador de referencia quedará exceptuado de la obligación establecida en el apartado 1 cuando el contrato de suministro o de acceso previo hubiera sido rescindido por impago o cuando el consumidor se halle incurso en un procedimiento de suspensión del suministro por falta de pago, según información facilitada por el distribuidor. En estos casos, resultará de aplicación lo previsto en la normativa vigente de aplicación en cuanto a suspensión del suministro.».

#### **4.4 Título III. Precios voluntarios para el pequeño consumidor**

El Título III define, en el Capítulo I, los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC), su estructura y componentes de facturación y, en el Capítulo II, determina el procedimiento de cálculo del coste de producción de la energía a considerar en la fijación del PVPC.

Los PVPC se definen como los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores de referencia a los consumidores, cuyo suministro se efectúe a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW, que se acojan a dicho precio.

#### **Artículo 5. Definición y condiciones de aplicación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor.**

Con objeto de mejorar la redacción de los puntos 3 y 4 se propone la siguientes modificaciones, teniendo en cuenta que el punto 3 se refiere al “derecho de los consumidores” de poder acogerse (con independencia de que se contrate o no) y el punto 4 implica que, para que un consumidor con derecho a PVPC se acoja a ese precio ha de formalizar el contrato correspondiente:

*«3. Podrán acogerse al precio voluntario para el pequeño consumidor los titulares de los puntos de suministro efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW ~~que formalicen el correspondiente contrato de suministro con un comercializador de referencia.~~ Dicho límite de potencia podrá ser modificado por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.».*

*«4. Se entenderá que un consumidor se acoge al precio voluntario para el pequeño consumidor cuando, cumpliendo los requisitos para poder acogerse a dicho precio, sea suministrado y haya formalizado el correspondiente contrato de suministro con ~~per~~ un comercializador de referencia, y no se haya acogido expresamente a otra modalidad de contratación.».*

Por otra parte, a efectos de facilitar el cambio de comercializador de referencia por parte del consumidor, se considera más apropiado que una vez que el consumidor se ponga en contacto con la nueva comercializadora sea ésta la que se encargue de llevar a cabo los trámites y entre ellos el aviso a la antigua, tal y como se realiza para la portabilidad en el sector de las telecomunicaciones.

A la vista de lo expuesto en los párrafos anteriores el punto 5 de este artículo, quedaría redactado de la siguiente manera:

*«5. La duración de los contratos de suministro a precio voluntario para el pequeño consumidor será anual y se prorrogará automáticamente por plazos iguales. A estos efectos la comercializadora de referencia deberá remitir al consumidor una comunicación con una antelación mínima de dos meses donde conste la fecha de finalización del contrato y las condiciones esenciales correspondientes al mismo.*

*No obstante lo anterior, el consumidor tendrá la facultad de darlo por terminado antes de dicho plazo sin coste alguno ~~siempre,~~ bien porque decida contratar con otro comercializador o bien porque decida la finalización del suministro, comunicando en este último caso que comunique esta decisión a la empresa comercializadora de referencia con una anticipación mínima de 21 días a la fecha en que desee la baja del contrato.*

*En el caso de que la finalización del contrato sea motivada por un cambio de suministrador, el comercializador con el que se realiza el nuevo contrato lo comunicará al distribuidor que corresponda para que se inicie el procedimiento de cambio de suministrador.»*

Asimismo, debería quedar también contemplada esta posibilidad cuando el consumidor opte por la opción de tener un contrato anual a precio fijo.

*«7. El cambio de modalidad de contratación de precio voluntario para el pequeño consumidor a precio fijo anual se podrá realizar sin coste alguno ~~siempre que el consumidor lo comunique a la empresa comercializadora con una anticipación mínima de 21 días a la fecha en que desee la baja del contrato o, en su caso, a la expiración de la~~*

*duración del contrato, sin perjuicio de las condiciones económicas que resulten en aplicación de la normativa tarifaria vigente.».*

#### **Artículo 6. Cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor**

El artículo 6 determina los componentes que se integran en el cálculo de los PVPC. En particular, establece que éstos resultarán de añadir al coste de producción los peajes y cargos que correspondan y el coste de comercialización que se determine.

A día de hoy el perfil final se calcula teniendo en cuenta una corrección del peso de la demanda de referencia frente a la real del sistema a nivel mensual que no puede ser conocida hasta que finaliza el mes correspondiente a la fecha final de lectura de los suministros. Con objeto de poder facturar a los consumidores sin ruptura de los ciclos diarios de lectura de los distribuidores, debe utilizarse un perfil final calculado con el menor retraso posible para cada día, dado que si no se interrumpirían los ciclos de lectura y facturación de los consumidores domésticos.

En consecuencia, y **con el objeto de disponer de los perfiles finales en los plazos contemplados en las modificaciones propuestas**, se debería modificar la *“Resolución de 26 de diciembre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, según el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, para el año 2014”*, (y las sucesivas anuales) utilizando en dicha Resolución la mejor estimación de la demanda que resta para terminar el mes en curso, en lugar de tener que esperar a que finalice dicho mes. Se considera que un plazo de siete días sería razonable para calcular todos los componentes del coste de la energía incluido en el PVPC.

#### **Artículo 7. Estructura general de los precios voluntarios para el pequeño consumidor.**

El artículo 7 establece el procedimiento de cálculo de los términos de los PVPC. En particular, establece que el término fijo del PVPC resultará de añadir al término de potencia del peaje, el término de potencia de los cargos y el margen de comercialización, todo ello expresado en €/kW y año. Análogamente, el término de energía será el resultado de añadir al término de energía del peaje de acceso, el término de energía de los cargos y el coste de producción. En su caso, se añadirá el término fijo de energía reactiva.

A efectos de mayor transparencia e información para el consumidor, se propone añadir la obligación de publicación por el Operador del Sistema de los

términos de energía del PVPC – TEUp- para todas las posibles combinaciones de fechas de inicio y fin de lectura de los suministros del comercializador de referencia sin equipo con capacidad de telemedida y telegestión efectivamente integrado en el sistema.

«6. Los términos de energía del PVPC correspondientes a cada periodo tarifario serán calculados y publicados por el operador del sistema con un retraso no superior a siete días, para cada una de las posibles combinaciones de fecha de inicio y fin de lectura en el último año móvil.»

A estos efectos, se considerará que el día de lectura inicial está excluido y el día de lectura final está incluido en el cálculo de dichos términos.»

### **Artículo 8. Determinación de los componentes de la facturación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor.**

El artículo 8 determina el procedimiento de facturación de los términos fijo y variable del PVPC.

Al respecto, y conforme a lo señalado en los epígrafes anteriores, se indica que el procedimiento de facturación de los términos fijo y variable debe ser consistente con las metodologías de asignación de los peajes de transporte y distribución y de los cargos que se determinen.

Finalmente, se señala una errata en el punto 4 del artículo 8. En particular, se indica que la suma de los términos de facturación de potencia, de facturación de la energía activa y, en su caso, facturación de energía reactiva constituirán el “precio” del PVPC, cuando realmente se está haciendo referencia a la “facturación”.

### **Artículo 9. Determinación del coste de producción de la energía por periodos tarifarios.**

En el cálculo del coste de producción de la energía por período tarifario se incorporan los sobrecostes de los servicios de ajuste, así como las pérdidas asociadas. Sin embargo, dichos sobrecostes de ajuste vienen definidos en la Propuesta como los sobrecostes horarios del año anterior.

Se propone utilizar un valor horario de los servicios de ajuste calculado como el valor provisional para cada día calculado por el operador del sistema con un retraso máximo de siete días, ya que ésta resulta mucho más cercana al valor del sobrecoste por servicios de ajuste que se aplicará en la liquidación final comparada con el sobrecoste medio del año anterior. De esta forma, se ajusta el precio que paga el consumidor al coste real de adquisición de la energía por parte de la comercializadora de referencia.

A modo de ejemplo, la media del sobrecoste de los servicios de ajuste calculados a partir del 2011 a partir a 2012 da un valor de 3,5 €/MWh frente un valor de 4,69 €/MWh calculado con la liquidación provisional de ese mismo período del año 2012. Puesto que el sobrecoste correspondiente a la liquidación final fue de 4,70 €/MWh, la metodología propuesta se acerca mucho más al valor con el que se realiza la liquidación definitiva al comercializador de referencia, puesto que según los valores anteriores el error se reduce de un 25,5% a tan sólo un 0,3%.

De igual forma, se propone utilizar el valor de las pérdidas modificadas por la mejor estimación del coeficiente de ajuste horario disponible por el operador del sistema con un retraso máximo de siete días, para incorporar los ajustes que procedan según se establece en la disposición adicional segunda.

De esta forma, el coste de producción de la energía por periodo tarifario debe calcularse ponderando los valores horarios de los sobrecostes por servicios de ajuste, las pérdidas modificadas por el coeficiente de ajuste horario en el sistema y los precios medios horarios obtenidos a partir de los resultados del mercado diario e intradiario con las energías horarias consumidas (no haciendo falta ya definir el CMDI<sub>p</sub> del artículo 10). Es decir, con la siguiente redacción se unifican las fórmulas C<sub>pp</sub> y CMDI<sub>p</sub> incluidas en la Propuesta en una única formulación.

Teniendo en cuenta todas las consideraciones anteriores, se procede a redactar de nuevo el contenido del artículo 9, que quedaría redactado del siguiente modo:

*«1.El coste de producción de la energía por periodos tarifarios a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor, C<sub>Pp</sub>, tomará un valor diferente para cada periodo tarifario p del peaje de acceso que resulte de aplicación y se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:*

$$C_{Pp} = \frac{\sum_h^H [(PMh + S_{Aph}) \times (1 + PERD_{ph})] \cdot E_{ph}}{\sum_h^H E_{ph}}$$

Donde:

H: Número de horas de cada periodo tarifario al que corresponda el peaje de acceso a considerar en el cálculo del precio voluntario al pequeño consumidor, correspondiente al período de facturación entre dos lecturas.

PMh: Precio medio horario obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h, según lo establecido en el artículo 10 de este Real Decreto.

S<sub>Aph</sub>: valor provisional del sobrecoste correspondiente a los servicios de ajuste del sistema, asociados al suministro en la hora h del periodo tarifario p.

El valor de  $S_{Aph}$  se calculará a partir del precio de los servicios de ajustes del sistema para cada hora, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\underline{S_{Aph} = PMASh + CDSV}$$

Siendo

PMASh: Precio horario de todos los servicios de ajuste del sistema cuyo coste se asigna a la demanda horaria en barras de central en los procedimientos de operación de liquidaciones. El precio horario PMASh será el obtenido en la liquidación diaria provisional del Operador del Sistema.

CDSV: Sobrecoste del desvío horario por MWh consumido de los comercializadores de referencia con la información de la liquidación provisional diaria con un retraso de siete días.

PERDph: Coeficiente de pérdidas estándares establecido en la normativa para elevar a barras de central el consumo leído en contador del consumidor en la hora  $h$  en el periodo tarifario  $p$ , modificado con el valor provisional del coeficiente de ajuste horario definido en el punto 2 de la Disposición adicional segunda del presente Real Decreto.

E<sub>ph</sub>: Energía horaria de la hora  $h$  del periodo tarifario  $p$ .

En el caso de suministros que cuenten con equipos de medida con capacidad para teled medida y telegestión, y efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, la energía se obtendrá considerando los valores horarios registrados y remitidos por el encargado de la lectura.

En tanto no se disponga de dichos equipos la energía será la correspondiente de aplicar al consumo del periodo el perfil de consumo final obtenido de acuerdo a la normativa de aplicación y publicado por Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema.

2. Con carácter general los términos de precio medio horario obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario  $PM_h$ , sobrecoste de energía  $S_{Aph}$  y pérdidas  $PERD_{ph}$  serán calculados y publicados para cada hora por el operador del sistema con un retraso no superior a siete días.».

## **Artículo 10. Determinación del coste de la energía en el mercado diario e intradiario.**

Tras las modificaciones introducidas en el artículo 9 en todo lo relativo al coste de la energía, en este artículo sólo debería definirse los componentes del término del Precio Medio horario.

Con carácter general, se incluye a lo largo de toda la propuesta que el coste del mercado de producción ha de ir referido a las “energías casadas partir de los

resultados del mercado diario e intradiario”, en la hora  $h$  del periodo tarifario  $p$ , como la media ponderada de los precios marginales del mercado diario y de cada sesión del mercado intradiario siendo el factor de ponderación la energía casada en cada mercado y sesión.

Al objeto de reconocer los costes en los que incurren los comercializadores de referencia, a la hora de ponderar los precios de los mercados diario e intradiario debe considerarse

- La posición neta de la energía del colectivo de comercializadoras de referencia, evitando contabilizar de manera duplicada las compra-ventas de energía entre comercializadoras.
- Las compras realizadas a través de contratos bilaterales y no sólo lo negociado en mercado diario (por ello se propone utilizar el programa base de funcionamiento que agrupa ambas modalidades de contratación).

Teniendo en cuentas estas consideraciones el contenido del artículo 10 quedaría redactado de la siguiente manera:

*«El Precio medio horario es el obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora  $h$  que se obtendrá a partir del precio marginal del mercado diario de electricidad en la zona española en esa hora y del precio del mercado intradiario en esa hora de acuerdo a lo siguiente:*

$$PMh = \frac{PMDh * EMDh + \sum_n(PMIh,n * EMIh,n)}{EMDh + \sum_n EMIh,n}$$

*Donde:*

*PMDh : Precio marginal del mercado diario en cada hora  $h$ .*

*EMDh: Compra neta de energía de las comercializadoras de referencia en el programa base de funcionamiento definido en el Real Decreto 2019/1997, en cada hora  $h$ .*

*PMIh,n: Precio marginal en la hora  $h$  de la sesión  $n$  del mercado intradiario.*

*EMIh,n: Compra neta de energía de las comercializadoras de referencia en la hora  $h$  de la sesión  $n$  del mercado intradiario.».*

#### **Artículo 11. Determinación del coste de los servicios de ajuste del sistema.**

Una vez que se ha definido en el artículo 9 el valor provisional del sobrecoste correspondiente a los servicios de ajuste del sistema SAh, se propone eliminar todo el contenido del artículo 11.

#### **4.5 Título IV. Oferta alternativa de los comercializadores de referencia a precio fijo para los consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor**

El Título IV regula la oferta alternativa a precio fijo de los comercializadores de referencia para los consumidores con derecho a acogerse al PVPC.

#### **Artículo 12. Definición de la oferta alternativa a los consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor.**

Con objeto de definir las condiciones de cumplimiento de la obligación de realizar ofertas a precio fijo en cuanto a la forma y el canal mediante el cual deberán realizarse se propone la siguiente modificación del punto 1:

*«1. Cada comercializador de referencia estará obligado a realizar una oferta alternativa al precio voluntario para el pequeño consumidor a los consumidores con derecho a dicho precio voluntario. La obligación de realizar la oferta a precio fijo se considerará cumplida mediante la publicación de dicha oferta en la página web del comercializador de referencia y con la comunicación de la misma a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.»*

También es necesario que la “única oferta” obligatoria tenga en cuenta las distintas modalidades de discriminación horaria, para lo cual se propone añadir lo siguiente al punto 2:

*«2. Todos los comercializadores de referencia tendrán la obligación de mantener una única oferta vigente para su contratación en un momento dado, sin perjuicio de las distintas especialidades derivadas de la discriminación horaria del consumidor.»*

#### **Artículo 13. Condiciones de la oferta alternativa a los consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor.**

Debería eliminarse toda obligación al consumidor de realizar un preaviso cuando se realice un cambio de suministrador (ver comentarios del artículo 5 punto 7). Por lo tanto, debería eliminarse la obligación de preaviso de 15 días, teniendo sólo la obligación de preavisar cuando realmente lo que desee es una baja definitiva de contrato que conlleve la suspensión del suministro.

#### **4.6 Título V. Definición y estructura de los precios de las tarifas de último recurso**

En el Título V se definen las tarifas de último recurso de aplicación a los consumidores vulnerables y a los consumidores que, sin tener derecho al PVPC, transitoriamente carezcan de contrato con un comercializador en libre mercado y se determina la estructura de los precios de dichas tarifas.

##### **Artículo 14. Tarifas de último recurso.**

Debería preverse la utilización de la información de los distribuidores sobre la existencia de una solicitud de corte de suministro por impago para que el comercializadora de referencia quede exceptuada de la obligación de suministrarles.

*«No obstante, el comercializador de referencia quedará exceptuado de la obligación establecida en el párrafo anterior cuando el contrato de suministro o de acceso previo hubiera sido rescindido por impago o cuando el consumidor se halle incurso en un procedimiento de suspensión del suministro por falta de pago, según información facilitada por el distribuidor al comercializador de referencia. En estos casos, resultará de aplicación lo previsto en la normativa vigente de aplicación en cuanto a suspensión del suministro.»*

##### **Artículo 15. Precio de la tarifa de último recurso para los consumidores que sin tener derecho a acogerse al precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente carecen de un contrato de suministro.**

El artículo 15 de la Propuesta establece los precios de la TUR correspondiente al colectivo de consumidores sin derecho a PVPC que transitoriamente carecen de un contrato de suministro. La propuesta de Real Decreto introduce las siguientes novedades respecto de los precios establecidos para este colectivo en la normativa vigente:

- 1) El coste de la energía no se corresponde con el coste de la energía implícito en el PVPC incrementado un 20%, sino que se establece en función del precio final registrado en el mercado correspondiente al año anterior para los comercializadores de referencia, publicado por la CNMC.
- 2) Los peajes y cargos implícitos en la TUR son los correspondientes al consumidor.
- 3) El recargo del 20% se aplica únicamente sobre los términos de los peajes de transporte y distribución y cargos. No se aplica el incremento del 20% al coste de la energía ni al margen de comercialización.

- 4) El término de facturación de energía reactiva, en caso de que aplique, se incrementa un 20%.
- 5) Los ingresos que resultan de aplicar la penalización no tienen la consideración de ingresos liquidables del sistema.

Al respecto se formulan las siguientes observaciones:

– *Respecto del coste de la energía*

El consumidor sin derecho a PVPC conoce ex ante el coste de la energía que se le aplica en caso de que no disponga de un contrato de suministro. Por tanto, en aquellos casos en que el diferencial del coste de la energía implícito en la TUR respecto del coste de energía que tiene contratada el consumidor a precio libre sea superior al incremento de la facturación de acceso derivado de la penalización, el consumidor tendrá incentivos a quedarse sin contrato de suministro.

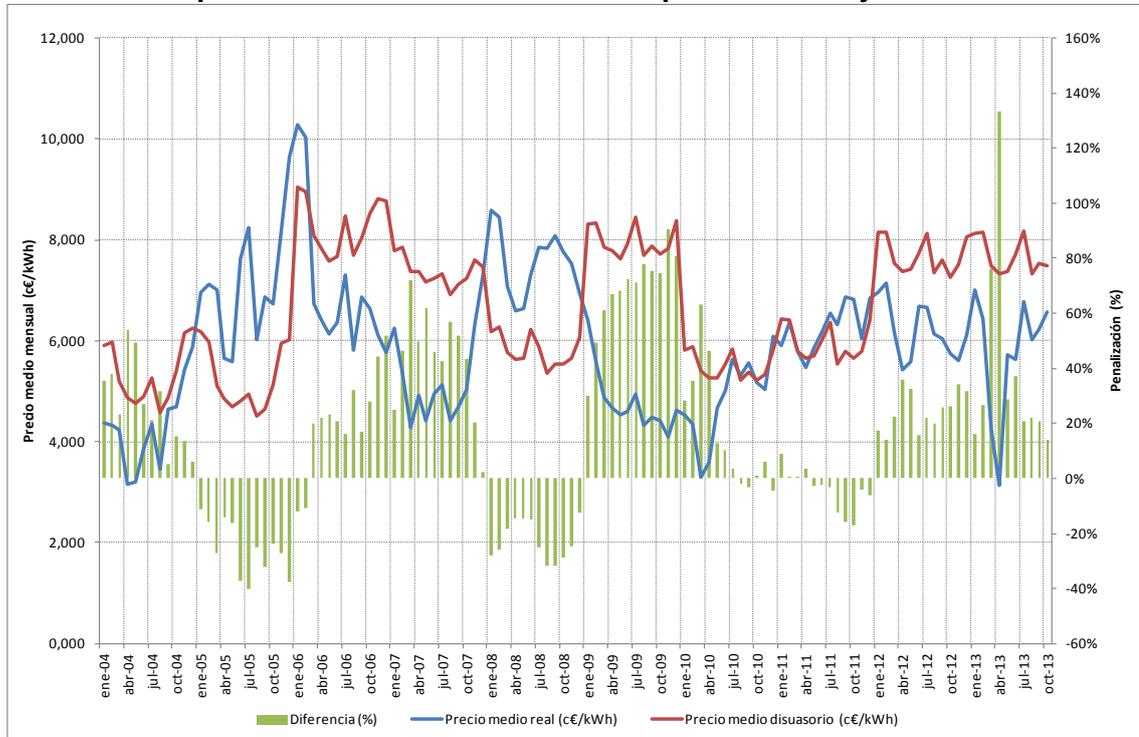
Adicionalmente, se indica que no queda claro en la redacción el procedimiento de cálculo del coste de la energía que se debe incluir en la TUR. En particular, se considera necesario especificar si el coste de producción de energía eléctrica ha de obtenerse por periodo horario, considerando la energía y el precio final de los comercializadores de referencia o si se trata de un precio único para todo el año.

A efectos ilustrativos, en los gráficos inferiores se compara el precio medio al que se hubiera enfrentado el consumidor medio acogido al peaje 6.4<sup>9</sup> en caso de comprar su energía en el mercado spot (Precio Medio Real) y el resultado de considerar el coste de la energía de la propuesta de RD (Precio medio disuasorio).

---

<sup>9</sup> Se ha tomado el consumidor medio del peaje 6.4 por ser el consumidor con mayor diferencial de coste de la energía valorado a los precios del mercado de comercializadores libre y a los precios de mercado del comercializador de referencia.

**Gráfico 5. Tasa de variación respecto del mes anterior del coste medio de la energía según el mecanismo vigente (CEMD) y el mecanismo de la propuesta de Real Decreto para el consumidor medio correspondiente al ejercicio 2013.**



Fuentes: CNMC, OMIE, REE y propuesta RD

Notas:

**Precio medio real:** Facturación media por el suministro de eléctrica para el consumidor medio cogido al peaje 6.4. Incluye los siguientes componentes de coste: facturación media de acceso, facturación media de los pagos por capacidad, facturación de la energía en el mercado spot considerando el coste horario de energía en el mercado organizado para Comercializadores en mercado libre y Consumidores directos en el mercado. No incluye impuestos, ni margen de comercialización.

**Precio medio disuasorio:** Facturación media por el suministro de eléctrica el consumidor medio acogido al peaje 6.4 resultante de aplicar las tarifas de último recurso establecidas en la propuesta de RD. Incluye facturación media de acceso incrementada en un 20%, pagos por capacidad incrementados en un 20%, facturación de la energía en el mercado spot considerando el precio medio final de los suministradores de referencia en el año natural anterior al periodo considerado. No incluye impuestos, ni margen de comercialización.

Se observa que la penalización resultante de considerar lo establecido en el artículo 15 de la propuesta de RD oscila entre un recargo del 80% y un descuento del 40%. En particular, cabe destacar que en los años 2005, 2008 y 2011, la facturación al precio disuasorio es menor que la facturación de dicho consumidor en el mercado spot. Lo anterior es consecuencia de considerar, en las TUR, el coste de energía del año natural anterior, lo que determina que en caso de bruscas subidas del precio del mercado (2005: 73%, 2008:44%, 2011:34%), le sea más ventajoso al consumidor acogerse a las TUR que comprar la energía en el mercado spot.

Finalmente, se indica que en el punto 3 se ha de sustituir la referencia al “*término de energía del precio voluntario para el pequeño consumidor*” por “*término de energía del precio de la tarifa de último recurso correspondiente a consumidores sin derecho a PVPC que transitoriamente carecen de contrato de suministro*”.

– *Respecto a las pérdidas*

Con respecto al cálculo del término de energía TE<sub>p</sub> se propone que el término **CE\*(1+PERD<sub>p</sub>)** sea sustituido por el coste de producción de la energía por periodo tarifario **CP<sub>p</sub>** definida en el artículo 9. Se propone la siguiente modificación del apartado 1b:

*«b) El coste de producción de energía eléctrica ~~que se calculará considerando el precio medio de la energía en el mercado en el año natural anterior al de facturación. Este coste de producción incluirá el precio medio de mercado diario, mercado intradiario y servicios de ajuste y los valores se obtendrán a partir de la información que calcula y publica la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre precios finales e índices de precios medios de la energía, considerando la categoría correspondiente a la demanda de los comercializadores de referencia. se corresponderá con el coste de producción de la energía por periodo tarifario **CP<sub>p</sub>** definido en el artículo 9.~~».*

– *Respecto de los peajes y cargos implícitos en la TUR*

Se considera adecuado que los peajes y cargos implícitos en el precio disuasorio sean los que corresponde a cada tipo de consumidor, en la medida en que la penalización no depende de la diferencia estructura del peaje del consumidor respecto del implícito en la TUR.

– *Respecto de la penalización*

Se considera que el 20% de la penalización debería aplicar a todos los conceptos incluidos en la TUR y no solo a los peajes y cargos, a efectos de establecer un precio que incentive a los consumidores a la búsqueda de suministrador, máxime teniendo en cuenta que ya no existe un límite temporal al suministro por parte de comercializador de referencia a los consumidores sin derecho a PVPC.

– *Respecto de la liquidación de la penalización*

Esta Comisión considera que debe mantenerse la condición de ingresos liquidables del sistema de la penalización por aplicación del recargo del 20%.

En consecuencia, se sugiere que la TUR aplicable para este tipo de consumidores se calcule considerando el procedimiento de cálculo del coste de la energía del PVPC, los peajes de acceso y los cargos y precios regulados correspondientes y el margen comercial implícito en el PVPC, todo ello incrementado en un 20%.

Así la fórmula del término de potencia y de energía de la tarifa de último recurso quedaría de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} TP &= 1,2 * (TPA + TCF + MCF) \\ TEp &= 1,2 * (TEAp + TCVp + CPp) \end{aligned}$$

Finalmente se señala una errata en el punto 3 del artículo 15 porque debe referirse al término de energía de la tarifa de último recurso y no del PVPC. Quedaría redactado corrigiendo la citada errata de la siguiente manera:

*“3. El término de energía ~~del precio voluntario para el pequeño consumidor de la tarifa de último recurso~~ será igual a la suma del término de energía del correspondiente peaje de acceso y el coste de producción de energía eléctrica, calculados de acuerdo con la presente disposición, de acuerdo con la siguiente fórmula:”*

#### **4.7 Título VI. Contratos de suministro de energía eléctrica y obligaciones de transparencia e información**

En el Título VI se regulan los contratos de suministro de energía eléctrica y las obligaciones de información y publicación, con el objetivo de que las ofertas realizadas por las comercializadoras de referencia se efectúen en condiciones de transparencia.

##### **Artículo 17. Contenido mínimo de los contratos.**

En el punto 1.f) debe preverse que no existe penalización para los consumidores en ningún caso cuando decidan finalizar el suministro en modalidad PVPC.

En el suministro de la comercializadora de referencia la contratación de energía y acceso debe ser conjunta a tenor de lo establecido en el artículo 16.1, por lo que debe eliminarse el segundo párrafo del artículo 17.1 j) según la siguiente redacción:

«j) El código unificado de punto de suministro, número de póliza del contrato de acceso o de suministro y potencias contratadas.

~~En el caso de que el comercializador de referencia no contrate en nombre del consumidor el acceso a las redes con el distribuidor el comercializador no estará obligado a incluir en el contrato de suministro el número de póliza del contrato de acceso».~~

### **Artículo 19. Obligaciones de información.**

El párrafo segundo del punto 2 de este artículo obliga a los comercializadores de referencia a incluir en sus facturas (todas) el listado de comercializadores que actualmente gestiona esta CNMC. Actualmente este listado ocupa nueve páginas y de forma aproximada se dan de alta una media de seis mensuales, por lo que no parece razonable que la factura contenga unas once páginas y que previsiblemente irá creciendo. Por lo tanto, se propone sustituir la citada obligación por un enlace a la página web de la CNMC donde reside dicha información:

*«2. Los comercializadores de referencia deberán informar [...] Asimismo, detallarán en sus facturas la referencia a la página web de el listado de todas empresas comercializadoras, tanto de referencia como en mercado libre, que debe publicar la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia donde se encuentra el listado de todas las empresas comercializadoras, tanto de referencia como de mercado libre, que incluye indicando sus teléfonos gratuitos y páginas web, y deberán incluir en todas las facturas los requisitos que deben cumplir para tener derecho a la tarifa de último recurso los consumidores vulnerables con derecho a la aplicación del bono social.».*

El artículo 19 regula la “*Información y comparación de precios*”. Prevé (en su apartado 4) que cualquier empresa comercializadora “*podrá*” comunicar a la CNMC sus ofertas comerciales, cumpliendo los requisitos que se establecen en los artículos 12 y 13 (que regulan la publicación de las ofertas de los comercializadores de referencia).

Aparte de estos casos, el apartado 3 del artículo 19 dispone que la CNMC “*publicará una página informativa específica en su página web que deberá estar actualizada con la información que remitan las empresas comercializadoras sobre sus ofertas*”.

Podría interpretarse que el tenor de los dos apartados mencionados (el apartado 3 y el apartado 4 del artículo 19) da -salvo para los comercializadores de referencia- un carácter potestativo a la remisión a la CNMC tanto de las ofertas a publicar como también de la información sobre precios que permite

articular el sistema del *comparador*. Sin embargo, la remisión con carácter obligatorio (tal y como en su día estableció la disposición adicional novena de la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre) de la información sobre las ofertas a los efectos, en concreto, de articular un sistema de comparación en interés del consumidor, se considera necesaria por parte de esta Comisión para favorecer la competencia en materia de suministro de energía eléctrica. Ha de recordarse que la CNMC tiene atribuida, al respecto, la función de “*gestionar el sistema de comparación de los precios del suministro*”, conforme al artículo 7.25 de la Ley 3/2013, de 34 de junio.

En esta línea, hay que señalar que resultaría difícil de entender que la normativa del sector del gas natural marque con claridad ese carácter obligatorio de la remisión a la CNMC de la información sobre las ofertas que realicen las empresas comercializadoras para articular este sistema de comparación de precios, y que, en cambio, en el sector de la energía eléctrica dicha remisión quedara con carácter potestativo.

Además, a tenor de lo establecido en la disposición adicional novena de la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, los comercializadores libres están obligados a remitir todas las ofertas que, para colectivos o grupos de consumidores, realicen las empresas comercializadoras.

Así, se propone eliminar el apartado 4 que limita la remisión de las ofertas a aquellas que atiendan a los requisitos y formalidades previstas en los artículos 12 y 13.

Por ello, **se propone la introducción de las siguientes matizaciones en el apartado 3 del artículo 19 y la eliminación del artículo 4:**

«(...)

*3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia llevará a cabo las medidas necesarias para informar a los consumidores sobre el funcionamiento del sistema de suministro eléctrico. A tal efecto, publicará una página informativa específica en su página web que deberá estar actualizada con la información que ~~remitan~~ remitirán las empresas comercializadoras sobre sus ofertas, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional novena de la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.*

(...)

(...)».

#### 4.8 Título VII. Estructura y condiciones de aplicación de los peajes de acceso de los consumidores de baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW

El Título VII determina la estructura y condiciones de aplicación de los peajes de acceso que serán de aplicación a los consumidores de baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW.

**Esta Comisión entiende que no debe regularse en esta Propuesta aquello relacionado con la estructura y definición de los peajes de acceso, por lo que debe eliminarse el Título VII de la propuesta de Real Decreto.**

En tanto que la CNMC desarrolla la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución, lo que se producirá a lo largo de este año, **cabe seguir utilizando lo establecido en el Real Decreto 1164/2001 y en la Orden ITC/1659/2009**, en lo relativo a los peajes de acceso implícitos en el PVPC, como se viene realizando hasta ahora, **o bien incorporar todo el Título VII de la propuesta en una disposición transitoria** hasta que se apruebe la metodología.

#### 4.9 Disposición adicional segunda. *Cierre de energía en mercado.*

En la disposición adicional segunda, se establece el procedimiento de aplicación para el cálculo de la diferencia entre la energía generada y la demanda elevada a barras de central.

En la redacción del cierre de energía incluida en la Propuesta no queda definido qué coeficientes de ajuste deben utilizarse para realizar la liquidación definitiva de los comercializadores.

La liquidación con coeficientes ex ante (los coeficientes previstos el día anterior por el Operador del Sistema) permite a los comercializadores conocer por anticipado el coeficiente de ajuste que le será aplicado finalmente a sus consumos, eliminando cualquier riesgo que pudiera derivarse de este concepto.

No obstante, la utilización de coeficientes de ajuste ex post en la liquidación definitiva (que eliminan en su totalidad el cierre) supone una reducción del riesgo para el comercializador de referencia, ya que permite obtener un valor provisional del sobre coste de los servicios de ajuste imputado al consumidor en el día d+7 (tal y como se propone en este informe) muy cercano al sobre coste que finalmente le será imputado al comercializador por el Operador del Sistema<sup>10</sup>. Adicionalmente, en la medida en que los comercializadores puedan

---

<sup>10</sup> El componente PMASh al que hace referencia el artículo 9 se calcula como reparto de unos costes conocidos en su práctica totalidad el día d+7 entre la demanda horaria en barras de

mejorar las previsiones realizadas por el Operador del Sistema en el propio día, este mecanismo podría ser más eficiente que la utilización de coeficientes ex ante, al precisarse un menor volumen de servicios de ajuste.

Por ello, se propone la siguiente mejora de redacción con objeto de precisar que el objetivo de la disposición es asignar a la demanda la diferencia entre la energía generada y la demanda elevada a barras de central con coeficientes estándar de pérdidas:

*«Disposición adicional segunda. Cierre de energía en mercado.*

- ~~1. Para el cálculo de la diferencia entre la energía generada y la demanda elevada a barras de central, perfiladas en su caso, se tendrán en cuenta para cada hora las medidas de contador de los consumidores considerando un coeficiente de pérdidas modificado que se obtendrá como el producto de los coeficientes de pérdidas estándar por un coeficiente de ajuste horario.~~
1. Los coeficientes de pérdidas a aplicar a los comercializadores y consumidores directos en mercado en su liquidación se calcularán como el producto de los coeficientes de pérdidas estándar por un coeficiente de ajuste horario. Este coeficiente de ajuste horario se calculará como la diferencia entre la energía generada y la demanda elevada a barras de central con coeficientes de pérdidas estándar, perfiladas en su caso.
2. Con el fin de facilitar la presentación de ofertas en el mercado por parte de los comercializadores y consumidores directos, el operador del sistema elaborará y publicará diariamente una previsión orientativa de los coeficientes de ajuste horarios a los que se refiere el párrafo anterior. Asimismo, dicho operador publicará mensualmente su mejor previsión de coeficientes de ajuste horarios para el año móvil siguiente, pudiendo diferenciar en función del nivel de tensión y el tipo de perfil de consumo.».

Puesto que en los territorios no peninsulares existe el cierre de energía en los SEIE, equivalente al vigente cierre de energía en mercado peninsular establecido en la disposición adicional segunda de la Orden ITC/1659/2009, se propone asignar los cierres no peninsulares con el criterio propuesto para la península por coherencia territorial, incorporando una nueva disposición adicional:

---

central, esta última conocida en el día d+7, sólo en el caso de que se eliminase la energía de cierre con utilización de coeficientes ex post, ya que entonces, la demanda sería igual a la generación.

*«Disposición adicional XXXX. Cierre de energía en territorios no peninsulares.*

- 1. En los territorios no peninsulares se aplicará el mecanismo establecido en la disposición adicional segunda del presente real decreto para cierre de energía en mercado peninsular. Los coeficientes de ajuste horarios se aplicarán y calcularán para cada subsistema eléctrico en función de la diferencia entre la energía generada en cada subsistema y su demanda elevada a barras de central con coeficientes estándar.*
- 2. El Operador del Sistema realizará el informe de valoración y propuesta, correspondiente a los territorios no peninsulares, establecido en la disposición adicional segunda del presente real decreto.*
- 3. Lo dispuesto en el apartado 1 de la presente disposición adicional resultará de aplicación en un plazo de dos meses a partir de la entrada en vigor del presente real decreto.».*

#### **4.10 Disposición transitoria primera. *Periodo transitorio de adaptación.***

Esta Comisión considera, tal y como se ha indicado en las consideraciones generales, que el plazo de adaptación de los sistemas de facturación de los comercializadores en un mes, al que se hace referencia en el punto 2 de la Disposición transitoria primera, podría ser insuficiente habida cuenta de las modificaciones que introduce la propuesta sobre el procedimiento de facturación vigente, aspecto señalado por varios miembros del Consejo Consultivo.

Dado que en cualquier caso se producirá una refacturación derivada de la aplicación transitoria del mecanismo anterior, cabría ampliar dicho plazo para evitar que la adaptación se realice incorrectamente.

#### **4.11 Disposición transitoria tercera. *Regularización de cantidades por aplicación del mecanismo de cobertura previsto en el Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, por el que se determina el precio de la energía eléctrica en los contratos sujetos al precio voluntario para el pequeño consumidor en el primer trimestre de 2014.***

Con respecto al punto 1, y de acuerdo a los cambios introducidos en el artículo 11 en lo referente al cálculo de los términos de sobrecoste de los servicios de ajuste SAp, se propone que quede redactado de la siguiente manera:

*«1. Por resolución del Director de Política Energética y Minas se determinarán los componentes CDSV, CCOM y CCOS del precio voluntario para el pequeño consumidor para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2014 y el 31 de diciembre de 2014, de acuerdo con lo previsto en el Título III y en la disposición transitoria quinta del presente real decreto.».*

El Real Decreto-ley 17/2013, de 27 de diciembre, establece en su artículo 2 un mecanismo de cobertura para los comercializadores de referencia basado en la liquidación horaria por diferencias de precios, por un máximo igual a las cantidades destinadas al suministro de consumidores a PVPC durante el primer trimestre de 2014, entre la media de los precios de cada producto (base o punta) ponderados por las cantidades de cada producto solicitadas por los comercializadores de referencia.

El importe total de la liquidación derivada del artículo 2 del Real Decreto-ley 17/2013 durante el primer trimestre de 2014 para cada uno de los comercializadores de referencia, se incluirá, en su caso, en el cálculo del PVPC del periodo siguiente (del 1 de abril al 31 de diciembre de 2014), procediéndose a hacer las oportunas regularizaciones de las cantidades correspondientes a cada uno de ellos con posterioridad (artículo 3.d del citado Real Decreto).

Pues bien, la disposición transitoria tercera de la propuesta de Real Decreto establece el procedimiento para realizar dicha regularización, transformando el importe total derivado de la liquidación del Real Decreto-ley 17/2013 (término “*ImpC*”, en euros) en un importe unitario por cada MWh de consumo (término “*DIF*”<sup>11</sup>, en €/MWh), que será calculado por la CNMC y será incluido de una sola vez en la siguiente factura de los consumidores que estén acogidos al PVPC a 31 de marzo de 2014. Así, la cantidad a descontar en la factura de cada suministro acogido al PVPC por la regularización derivada del RD-ley 17/2013 será el resultado de multiplicar el término DIF (en €/MWh) por el consumo de dicho suministro en el primer trimestre de 2014, considerando el consumo real del periodo del año anterior que incluya el periodo a facturar<sup>12</sup>.

En este sentido, la regularización establecida en la disposición transitoria tercera se realiza considerando:

- La demanda prevista de los consumidores con derecho al PVPC en el primer trimestre de 2014, mientras que a la hora de trasladarlo como descuento a la siguiente factura de sus clientes se considerará a aquellos que a 31 de marzo estén acogidos al PVPC. Podría darse la situación que durante el primer trimestre de 2014 alguno de sus clientes se hubieran pasado al mercado libre, de modo que la base de clientes con la que los comercializadores solicitaron las cantidades de productos

---

<sup>11</sup> Dividiendo este importe total en euros por la demanda total suministrada en el primer trimestre de 2014 por los comercializadores de referencia y destinada al suministro a consumidores acogidos al PVPC (expresada en MWh) y aplicando el coeficiente de pérdidas estándares establecido en la normativa para elevar a barras de central el consumo leído en contador.

<sup>12</sup> Dividido entre el número de días del mismo periodo del año anterior y multiplicado por el número de días que comprenda la facturación correspondiente.

base y punta no fuera comparable con la de los clientes con los que se va a realizar la regularización<sup>13</sup>.

- El consumo real del periodo del año anterior que incluya el periodo a facturar, dividido entre el número de días del mismo periodo del año anterior y multiplicado por el número de días que comprenda la facturación correspondiente. Por tanto, se emplea una estimación a partir del consumo diario correspondiente al periodo a facturar pero con datos del año anterior, por lo que podría producirse un desajuste con la energía efectivamente consumida en el periodo a considerar.

Derivados de estos potenciales desajustes anteriores, en el apartado tercero de la disposición transitoria tercera de la propuesta de Real Decreto se establece los ingresos o costes que en su caso obtengan los COR derivados de la diferencia entre la aplicación del mecanismo de cobertura previsto en el artículo 2 del RD-ley 17/2013 (término “ImpC”, en euros) y la regularización prevista en dicha disposición, se “*declararán al organismo encargado de las liquidaciones quien creará una cuenta específica en régimen de depósito (...)*”, el cual “*procederá a integrar el saldo de la cuenta en el sistema general de liquidaciones de las actividades reguladas en la primera liquidación que efectúe*”.

Con respecto al término de pérdidas PERDh utilizado en el cálculo del término DIF, no se propone utilizar los coeficientes de ajuste horarios, ya que durante el primer trimestre la demanda se ha venido elevando a barras de central utilizando las pérdidas estándares.

Con objeto de aclarar cómo se aplica el término DIF, cabe introducir la siguiente mejora en la redacción del último párrafo del punto 2:

*«Una vez aprobado el valor del término DIF, se procederá a su aplicación en la siguiente facturación que corresponda realizar a los consumidores que estuvieran acogidos a los precios voluntarios para el pequeño consumidor a 31 de marzo de 2014. La cantidad que deberá figurar en la factura será el resultado de multiplicar el término DIF aprobado por el consumo de cada suministro en el primer trimestre de 2014, medido o en su defecto estimado de acuerdo a los criterios establecidos en las Resoluciones de 14 de mayo de 2009 y 24 de mayo de 2011 de la Dirección General de Política Energética y Minas considerando el consumo real de aquel período del año anterior que incluya el período a facturar, dividido entre el consumo total a facturar ~~el número de días del mismo período del año anterior y multiplicado por el número de días que~~*

---

<sup>13</sup> Se señala que considerando datos hasta mediados de febrero, el importe derivado de la regularización supera los 100 millones de euros, a descontar en el siguiente periodo de facturación.

*comprenda la facturación. Este término “DIFp por cliente” se sumará (o restará, en caso de ser negativo) al coste de la energía que corresponda aplicar.».*

#### **4.12 Disposición transitoria cuarta. Información a remitir por los comercializadores de referencia para el cálculo del coste de la energía desde 1 de abril de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2014.**

En esta disposición se establece que los comercializadores de referencia deberán enviar antes del 20 de marzo de 2014 a la CNMC y al MINETUR su previsión de las curvas de carga destinadas al suministro a los PVPC para el periodo comprendido entre el 1 de abril y el 31 de diciembre de 2014.

En términos similares se establece la obligación de remitir información a la CNMC por parte de los COR, en el artículo 19.5 de la propuesta de Real Decreto, pero con plazo distinto (antes del 15 de noviembre de cada año), añadiendo que la CNMC “*procederá a informar sobre las cantidades remitidas valorando las mismas en función de sus previsiones de evolución de demanda, remitiendo su informe y, en su caso, las cantidades revisadas a la Secretaría de Estado de Energía (...) antes del 10 de diciembre de cada año*”.

Se señala que tanto con el mecanismo de cálculo del coste de producción de energía eléctrica como con las ofertas alternativas a precio fijo, establecidos en la propuesta de Real Decreto, no son necesarias dichas previsiones, por lo que debe eliminarse la disposición transitoria cuarta y el apartado 5 del artículo 19.

En caso de considerarse necesaria dicha información debería justificarse el uso que se va dar y en todo caso, debe modificarse el título de la disposición transitoria cuarta, quedando “*Información a remitir por los comercializadores de referencia para el periodo del cálculo del coste de la energía desde 1 de abril de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2014*”.

#### **4.13 Disposición transitoria quinta. Valores iniciales del margen de comercialización y de los cargos a aplicar en el cálculo de la tarifa del PVPC.**

La propuesta establece en el artículo 7 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 el margen de comercialización fijo (MCF), expresado en €/kW y año, que será fijada por orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Por otra parte, la disposición transitoria quinta establece que el valor del margen de comercialización fijo, a partir del 1 de abril de 2014 será de 4€/kW y año. El valor del margen de comercialización coincide con el valor que se viene

aplicando actualmente, establecido en la Disposición transitoria tercera de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio.

Al respecto, esta Comisión considera que debe justificarse adecuadamente el valor propuesto, toda vez que el margen de comercialización constituye la retribución de la actividad de suministro de último recurso.

La necesidad de justificación del valor propuesto se hace más necesaria habida cuenta que la propuesta de Real Decreto por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, finalmente plasmada en la Orden ITC/1659/2009, careció de memoria justificativa.

Cabe señalar que, si se atiende a los consumidores efectivamente acogidos a la TUR, en el periodo comprendido entre noviembre de 2012 y octubre de 2013, el margen comercial ascendió a 260 M€, lo que supone un margen comercial medio por cliente de 15,31 €/cliente.

En relación con lo anterior, se considera importante señalar que de acuerdo a lo establecido en el artículo 7 de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, el margen comercial aplicado en el sector de gas natural incluye un término fijo (1,42 €/cliente y mes, lo que supone 17,04 €/cliente y año) y un término variable de 0,083 c€/kWh.

En caso de aplicar dichos valores a los consumidores efectivamente acogidos a TUR entre noviembre de 2012 y octubre de 2013, se obtendría que el margen comercial hubiera ascendido a 324 M€, lo que supone un margen comercial medio por cliente de 19,06 €/cliente, esto es, un 24% superior al resultante de aplicar el margen considerado en la Propuesta.

Adicionalmente, cabe destacar, que el valor aplicado en el sector gasista, coincide con el valor propuesto por la extinta CNE en su informe 15/2009.

Esta Comisión considera que la actividad de gestión comercial incluye servicios que son comunes a los sectores de electricidad y gas, de forma que las diferencias entre ambos márgenes comerciales deben ser el resultado de las diferencias en la prestación del suministro en los sectores de gas natural y en el sector eléctrico.

Para contrastar los valores anteriores, se ha procedido a realizar una actualización de la estimación del coste de comercialización al que se enfrentaría un comercializador en el mercado libre a partir de la información contenida en las Circulares de petición de información a empresas distribuidoras y la información solicitada a las empresas eléctricas y gasistas

por esta Comisión anualmente con objeto emitir los correspondientes informes sobre la actualización de los precios regulados, disponible para el periodo 2005-2011, utilizando el procedimiento descrito en los citados informes 13/2009 y 15/2009. En la metodología de cálculo se ha tenido en cuenta las respuestas de los agentes en relación con costes de gestión comercial en los incurren los comercializadores de último recurso y la metodología de asignación de los mismos a las consultas públicas realizadas por la CNE en 2008 sobre los planteamientos metodológicos para el diseño de tarifas y el establecimiento de precios regulados en el sector eléctrico. Se indica que en la estimación anterior no se ha tenido en cuenta en el previsible impacto de la propuesta de Real Decreto sobre los costes de ciclo comercial (coste de facturación).

En concreto, se ha considerado que la retribución del suministro de último recurso debe incorporar el coste de captación de nuevos suministros, el coste del ciclo comercial (facturación y cobro), el coste de atención al cliente y otros costes necesarios para el desarrollo de la actividad, tales como la tasa de ocupación de la vía pública, los costes financieros derivados de las diferencias entre los pagos y los cobros y un margen de comercialización adecuado. De acuerdo con las respuestas de los participantes en las consultas públicas, los costes relacionados con la captación de cliente, el ciclo comercial y la atención a los clientes se han asignado en función del número de consumidores, mientras que el resto de costes, que no dependen directamente del cliente, se han imputado en función de la energía consumida.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha estimado, a partir de la información disponible, que durante el periodo analizado (2005 - 2011) el coste medio de gestión comercial al que se hubiera enfrentado el comercializador sería de 13,40 €/cliente y de 1,70 €/MWh consumido.

En caso de aplicar dichos valores a los consumidores efectivamente acogidos a TUR entre noviembre de 2012 y octubre de 2013, se obtendría que el margen comercial hubiera ascendido a 298 M€, lo que supone un margen comercial medio por cliente de 17,52 €/cliente, esto es, un 14% superior al resultante de aplicar el margen considerado en la propuesta de RD, y un 8% inferior al propuesto por esta Comisión para el sector del Gas Natural en 2009.

**Cuadro 4. Margen de comercialización aplicado en el sector eléctrico, en el sector del gas natural, y resultado de un análisis preliminar para el periodo 2005-2011**

	Margen Comercial			Retribución Margen Comercial		Diferencia frente al valor considerado en la propuesta de RD	
	€/kW y año	€/cliente y año	€/MWh	Miles de €	€/cliente y año	Miles de €	%
Sector Eléctrico (Propuesta de RD)	4,00			260.203	15,31		
Sector de Gas Natural (Orden ITC/1660/2009)		17,04	0,83	323.801	19,06	63.599	24%
Análisis previo información 2005-2011		13,40	1,70	297.744	17,52	37.541	14%

Fuente: Propuesta de RD, Orden ITC/1660/2009, Circulares de petición de información a empresas distribuidoras, información solicitada a las empresas eléctricas y gasistas por esta Comisión anualmente con objeto emitir los correspondientes informes sobre la actualización de los precios regulados y CNMC.

Se indica que la tramitación de la propuesta mediante el procedimiento de urgencia, no ha hecho posible realizar un análisis detallado de la información utilizada en su cálculo, e incorporar la información disponible para periodos posteriores al año 2011, por lo que los valores anteriores deben tomarse como provisionales.

No obstante, cabe insistir en los siguientes aspectos ya indicados con anterioridad por la extinta CNE:

En primer lugar, se señala que establecer márgenes de comercialización inferiores a los que incurriría un comercializador libre podría afectar negativamente al desarrollo del mercado minorista y podría ir en contra de lo establecido en el artículo 17.1 de la Ley 24/2013 al ocasionar distorsiones de la competencia en el mercado.

En segundo lugar, se indica que, los costes de captación de clientes (y en particular, los costes de marketing y publicidad) tienden a ser nulos para los comercializadores de último recurso (al haberseles asignados los consumidores directamente), mientras que los comercializadores libres se enfrentan a dichos costes de entrada para competir por los consumidores con derecho al PVPC. Por tanto, se considera que si bien dichos costes se deberían incorporar al PVPC, no deberían ser considerados en el coste de comercialización reconocido a los suministradores de referencia, los cuales deberían proceder a ingresar las cantidades asociadas en el sistema de liquidaciones.

Se indica que en el margen comercial anteriormente estimado y basado en el análisis preliminar de la información disponible para el periodo 2005-2011, el coste de marketing y publicidad representa el 16,6% del coste por cliente (2,23 €/cliente y año).

Es decir, si no se consideran los costes de marketing y publicidad, el margen de gestión comercial, a reconocer a los suministradores de referencia sería de (11,17 €/cliente y de 1,70 €/MWh consumido). En caso de aplicar dichos valores a los consumidores efectivamente acogidos a TUR entre noviembre de 2012 y octubre de 2013, se obtendría que el margen comercial hubiera ascendido a 260 M€, lo que supone un margen comercial medio por cliente de 15,30 €/cliente, esto es, un 0,1% inferior al considerado en la propuesta de Real Decreto, y un 12,7% al que se debería de incorporar en el PVPC, con el objeto de no ocasionar distorsiones en el mercado.

Por tanto, y se señala que en base al análisis preliminar de la información disponible en esta Comisión, el margen comercial incorporado en la propuesta de RD podría ser suficiente para que el suministrador de referencia prestara sus servicios, pero que al no incorporar los costes de marketing y publicidad, corre el riesgo de dificultar la comercialización libre.

En relación con la estructura del margen de comercialización, esta Comisión considera que las variables a utilizar para imputar los costes de gestión comercial deben ser aquellas que reflejen la estructura de costes de los comercializadores en el mercado libre, con objeto de evitar la aparición de subsidios cruzados entre consumidores.

Considerando tanto las respuestas de los agentes a las consultas públicas planteadas por esta Comisión como la información contenida en las Circulares y la solicitada a las empresas eléctricas y gasistas para las propuestas tarifarias, se considera que el coste de gestión comercial se debería de estructurar en un término fijo por cliente (en €/cliente que reflejará los costes captación, atención y el ciclo comercial) y un término variable en función de la energía consumida (en €/MWh que reflejará los costes de gestión comercial, que cómo la prestación de garantías o la tasa de ocupación de la vía pública no dependen del número de cliente sino de la energía consumida por los mismos), por lo que procede introducir las correspondientes modificaciones en el artículo 7 y en la disposición transitoria tercera de la propuesta de Real Decreto.

Por otra parte, en el apartado 2 de la disposición transitoria quinta de la propuesta de Real Decreto, se establece, la metodología de cálculo de los cargos a aplicar a los consumidores conforme se establece el artículo 16.3 de la Ley 24/2013. De acuerdo con la propuesta, dichos cargos incorporan los pagos por capacidad, las cuantías correspondientes al pago de los comercializadores para la financiación del Operador del Mercado y del Operador del Sistema.

Al respecto, debe indicarse que el artículo 16.3 establece que los cargos cubrirán los costes del sistema que se determinen, sin perjuicio de lo dispuesto para los peajes de transporte y distribución. En este sentido, se debe tener en

cuenta que el artículo 13.3.l) establece que tendrán la consideración del coste del sistema los costes de “*Gestión técnica y económica del sistema en caso de desajuste entre los ingresos y la retribución de estas actividades conforme a lo establecido en el artículo 14.11, y el importe recaudado a través de los precios regulados que cobran a los agentes.*”

Por tanto, no cabe considerar las cuantías correspondientes al pago de los comercializadores para la financiación del Operador del Mercado y del Operador del Sistema como cargos.

Adicionalmente, se señala que la disposición transitoria primera de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, sobre aplicación de disposiciones anteriores y referencias a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, determina:

*«1. En tanto no se dicten las normas de desarrollo de la presente ley que sean necesarias para la aplicación de alguno de sus preceptos, continuarán aplicándose las correspondientes disposiciones en vigor en materia de energía eléctrica.*

*2. Las referencias realizadas en la normativa a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se entenderán realizadas a los conceptos equivalentes regulados en la presente ley. [...]».*

En consecuencia, dado que la propuesta de RD objeto del presente informe no puede considerarse como la metodología de cálculo de los cargos a la que se hace referencia el artículo 16.3 de la Ley 24/2013, se hace innecesario el establecimiento con carácter provisional de los mismos, siendo más adecuado la incorporación de dichos costes como mayor coste de energía de forma similar a lo que se realizaba en la Orden ITC/1659/2009.

Por otra parte, en relación con los pagos por capacidad, se señala que las pérdidas aplicables deberían ser el resultado de multiplicar el coeficiente de pérdidas estándares, establecido anualmente, por los coeficientes de ajuste a los que se hace referencia en la disposición adicional segunda de la propuesta de Real Decreto, utilizando la previsión de los mismos realizadas por el OS.

Finalmente, se señala que no se define la componente TCF (Término Fijo correspondiente a los cargos que resulten de aplicación en su caso), como parte de la estructura del Término de Potencia de la TUR del artículo 14.

#### **4.14 Disposición transitoria sexta. *Cambios en los contratos vigentes.***

A la vista de esta disposición, parece entenderse la necesidad de modificar los contratos de los clientes acogidos actualmente a la tarifa de último recurso para adaptarlos a lo previsto en esta Propuesta. Esta Comisión considera que

bastaría recoger en la propuesta que las condiciones de contratación establecidas en el Real Decreto serán de aplicación automática a partir de su entrada en vigor, sin imponer la necesidad de formalizar un nuevo contrato, evitando así una mayor confusión para el consumidor.

#### **4.15 Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.***

En coherencia con las consideraciones generales y la propuesta de eliminación del Título VII de la propuesta de Real Decreto, no procedería la derogación de la Orden ITC/1659/2009 en la medida en que define los peajes de acceso que se integran en el cálculo del PVPC, en tanto no se desarrollen las metodologías de cálculo de los peajes de transporte y distribución y otros cargos.

VºBº La Presidenta de la Sala de Supervisión Regulatoria  
María Fernández Pérez

## ANEXO I. EVOLUCIÓN DEL MERCADO MINORISTA

La tasa de switching del sector doméstico ha pasado de un 11,3% en 2012 a un 11,7% en 2013<sup>14</sup>. En concreto, en 2013, en torno a 2 millones de consumidores pasaron de ser suministrados por un comercializador de referencia a un comercializador libre, y en torno a 1 millón se cambió de un comercializador libre a otro.

### Evolución del número de cambios y tasa de “switching” en el segmento doméstico. Datos a diciembre de cada año.

	Cambios entre comercializadores libres	Cambios de CUR a comercializador libre	Total Cambios	Switching (%)
<b>2007</b>	2.441	84.717	87.158	0,3%
<b>2008</b>	1.302	339.590	340.892	1,3%
<b>2009</b>	29.895	1.132.673	1.162.568	4,4%
<b>2010</b>	232.146	1.464.204	1.696.350	6,4%
<b>2011</b>	594.187	1.991.572	2.585.759	9,7%
<b>2012</b>	998.845	2.019.456	3.018.301	11,3%
<b>2013</b>	1.079.428	2.070.301	3.149.729	11,7%

Fuente: Circular 1/2055

Nota<sub>1</sub>: El segmento doméstico comprende los puntos de suministro con tipo de punto de medida 5 (puntos de suministro en baja tensión y  $\leq 15\text{kW}$ ).

Nota<sub>2</sub>: La información del 2013 no está completa por la falta de remisión de algún agente.

El grado de concentración del mercado libre doméstico se mantiene muy elevado situándose el HHI<sup>15</sup> en 3.192 en 2013, significativamente por encima del umbral de referencia de 2000 de las directrices de concentración horizontal CE y del umbral de referencia de 1800 de las directrices de concentración horizontal empleadas por el Departamento de Justicia de EEUU. No obstante, dicho nivel de concentración presenta una progresiva reducción ya que el HHI en 2011 fue de 3.329. Asimismo, si bien ha de señalarse que las tres comercializadoras con mayor cuota siguen suministrando el 90% de la energía en mercado libre, las cuotas de energía están más repartidas entre ellas que hace un año.

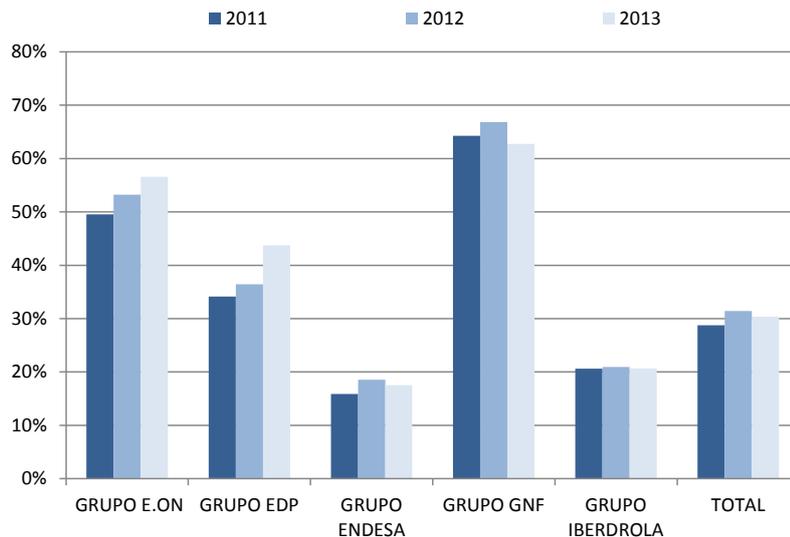
La cuota de energía suministrada por comercializadores a consumidores situados en la red de distribución de otro grupo empresarial distinto al que pertenece comercializador se mantiene en el entorno del 30% en 2013. Así, destacan un incremento significativo de la comercialización de GNFenosa,

<sup>14</sup> Dato provisional a la espera de recibir correcciones de una distribuidora. Se espera que la tasa de switching final se sitúe por encima de la aquí presentada.

<sup>15</sup> El índice de Herfindhal-Hirschmann (HHI) se construye como la suma de las cuotas de mercado al cuadrado de todas las empresas del mercado y por lo tanto puede tomar en teoría valores entre 0 (competencia perfecta) y 10.000 (monopolio).

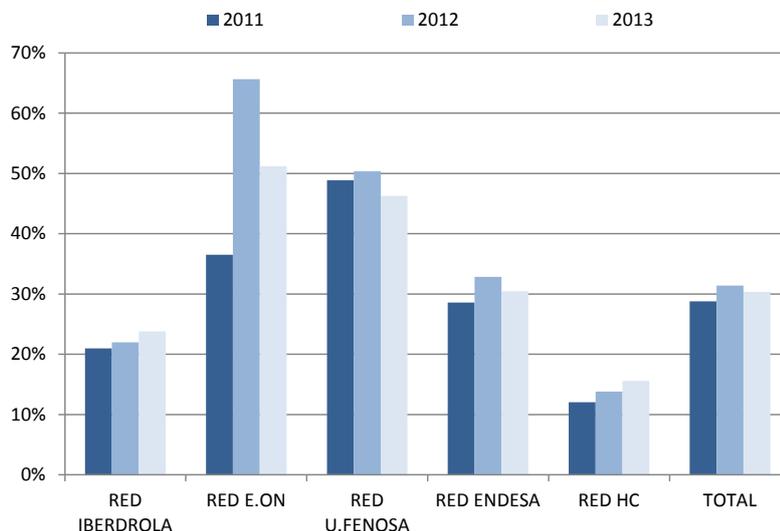
Endesa, grupo EDP y EOn, con cuotas del 63%, 61%, 57% y 44%, respectivamente, en redes ajenas a la de su grupo empresarial.

**Gráfico 1. Evolución de la cuota de energía suministrada por las comercializadoras libres de los 5 grupos energéticos tradicionales fuera de la red de distribución de su grupo empresarial al segmento de clientes con derecho al PVPC. Datos a diciembre de cada año.**



Fuente: Circular 1/2055

**Gráfico 2. Evolución de la cuota de energía suministrada a los clientes con derecho al PVPC en la red de las 5 grandes distribuidoras por las comercializadoras libres que no pertenecen a su grupo empresarial. Datos a diciembre de cada año.**

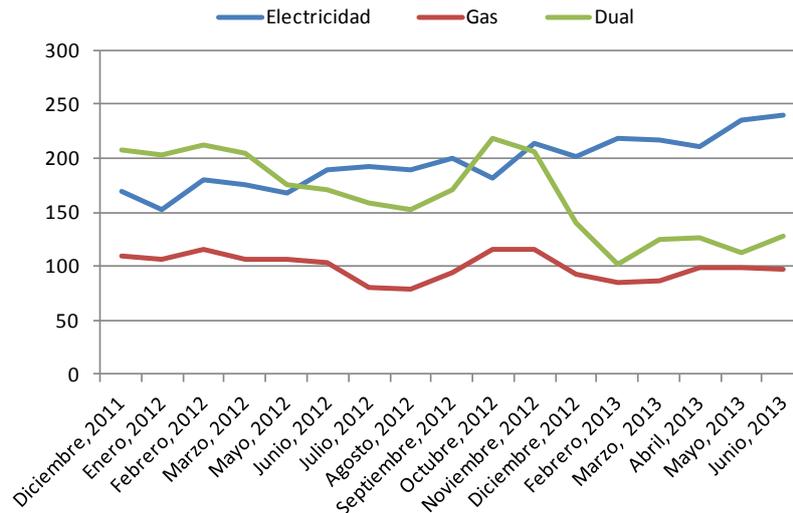


Fuente: Circular 1/2055

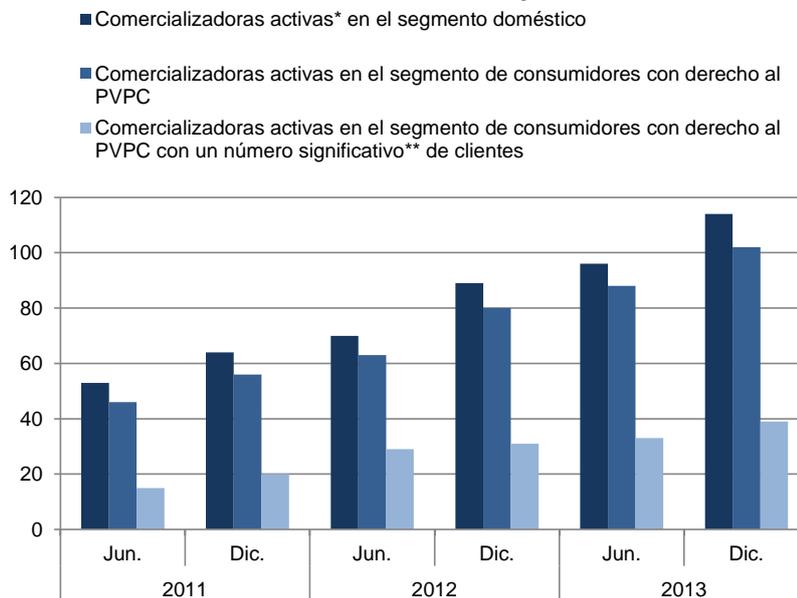
El número de ofertas en el mercado libre para el consumidor eléctrico se ha incrementado significativamente desde la puesta en marcha del comparador de ofertas de esta Comisión, pasando de 200 en 2012 a 250 en 2013. No

obstante, las ofertas de las empresas más económicas suelen estar referenciadas a descuentos sobre la TUR, por lo que el paso al mercado libre no representa grandes ahorros. También es de destacar la existencia de multitud de ofertas incorporando servicios adicionales al suministro de electricidad donde parecen estar focalizadas las empresas tradicionales.

**Gráfico 3. Evolución del número de ofertas activas en el comparador en cada mercado: eléctrico, gas y dual para el conjunto del territorio español. Diciembre, 2011 – Junio, 2013**



**Gráfico 4. Evolución del número de comercializadoras libres en la red de las 5 grandes distribuidoras del país.**

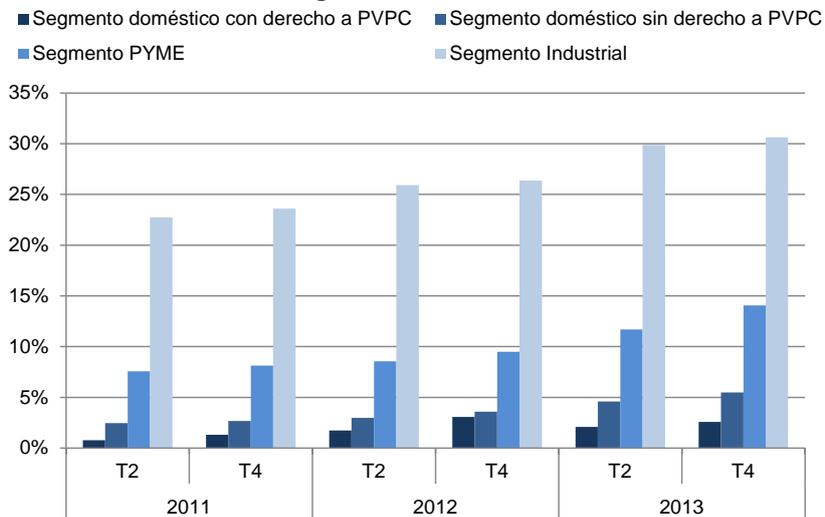


Fuente: Circular 1/2055

\* Por "activas" se entiende las comercializadoras libres que a la fecha indicada están suministrando energía a sus clientes.

\*\* Por "número significativo" se entiende un número mayor o igual a 100 consumidores.

**Gráfico 5. Evolución de la cuota de energía anual suministrada a distintos segmentos de consumo por las comercializadoras libres no pertenecientes a los cinco grupos energéticos tradicionales.**



Fuente: Circular 1/2055

Nota: El segmento pymes comprende los puntos de suministro con tipo de punto de medida 3 y 4 y el segmento industrial, los puntos de suministro con tipo de punto de medida 1y 2.

## ANEXO II. COMPETENCIAS DE LA CNMC EN EL ESTABLECIMIENTO DE LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

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 entre las funciones reconocidas a los reguladores, la de fijar o aprobar, de acuerdo con criterios transparentes, los peajes de transporte y distribución o las metodologías para su cálculo. En particular, se establece que deberán ser públicas, fijarse o aprobarse con suficiente antelación respecto a su entrada en vigor, reflejar los costes y no ser discriminatorias.

El Reglamento (CE) nº 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003, considera que la condición previa para una competencia efectiva en el mercado es el establecimiento de peajes transparentes y no discriminatorios.

La disposición adicional undécima, apartado tercero, punto 1, función decimonovena, i, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, (introducida por el artículo 2 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista) incluye entre las funciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (antes Comisión Nacional de Energía), la de establecer mediante Circular, previo trámite de audiencia y siguiendo criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la metodología para el cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes de electricidad correspondientes a los costes de transporte y distribución, de acuerdo con el marco tarifario y retributivo establecido en la Ley 54/1997 y en su normativa de desarrollo.

Según lo señalado, la competencia atribuida al regulador para la elaboración de la metodología relativa al establecimiento de los peajes eléctricos queda circunscrita al *“marco tarifario y retributivo establecido en la ley y en su normativa de desarrollo”*.

En cuanto al **marco retributivo** de las actividades de transporte y distribución, cabe apuntar en primer lugar que su regulación es competencia plena del Gobierno. La competencia del regulador para establecer la metodología de peajes debe necesariamente acomodarse a dicho marco retributivo.

El ejercicio de la competencia del regulador en materia de metodología consiste en asignar de forma eficiente tales costes a los consumidores y a los generadores, pero la metodología no puede alcanzar a la fijación de tales costes. La Ley 54/1997 establecía en su artículo 16, apartados 2 y 3 que las retribuciones respectivas de las actividades de transporte y distribución se establecerán reglamentariamente, atendiendo a los criterios establecidos en tales apartados<sup>16</sup>.

Por tanto, el marco normativo definido en las disposiciones reglamentarias que regulan las retribuciones de ambas actividades (transporte y distribución) vinculaba plenamente al regulador y no podía ser afectado por la circular sobre metodología.

En cuanto al **marco tarifario**, el artículo 17 de la Ley 54/1997 disponía la siguiente:

*“1.El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de los peajes de acceso a las redes, que se establecerán en base a los costes de las actividades reguladas del sistema que correspondan, incluyendo entre ellos los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.*

*Los peajes así calculados serán únicos en todo el territorio nacional y no incluirán ningún tipo de impuestos.*

*2 .Los peajes que deberán satisfacer los consumidores tendrán en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por horario y potencia.*

*Los peajes que deberán satisfacer los productores tanto de régimen ordinario como del régimen especial se regularán reglamentariamente, teniendo en cuenta la energía vertida a las redes.*

*3. El Gobierno establecerá la metodología de cálculo de los peajes.*

*4. En caso de que las actividades eléctricas fueran gravadas con tributos de carácter autonómico o local, cuya cuota se obtuviera mediante reglas no uniformes para el conjunto del territorio nacional, al peaje de acceso se le podrá incluir un suplemento territorial, que podrá ser diferente en cada Comunidad Autónoma o entidad local.”*

---

<sup>16</sup> De igual forma, lo establece el texto de la vigente ley 24/2013 en sus artículos 14.3, y 14.8, como se indicará más adelante.

De un somero análisis, y anticipando confrontación con el marco tarifario definido en la Ley 24/2013, cabe destacar lo siguiente:

- a) Los peajes de acceso que se establecieran por el Gobierno debían comprender los costes, no solo de transporte y distribución, sino también otros costes. Por tanto, la metodología asignativa de los costes de transporte y distribución que debía aprobar y elaborar el regulador no comportaba la asignación de todos los costes que integran el peaje.
- b) La metodología de cálculo de los peajes correspondía establecerla al Gobierno. Por tanto, la metodología que el regulador estableciera para la asignación de los costes de transporte y distribución no era trasladable sin más, a la asignación del resto de costes que habría de establecer el Gobierno al definir la metodología de los peajes.
- c) Los peajes eléctricos han de ser únicos en todo el territorio nacional. Por tanto, aunque una diferenciación territorial de peajes pudiera suponer una más eficiente asignación de costes, no podía contemplarse en la metodología, por ser contrario al principio de peaje único.
- d) Los peajes de los consumidores debían tener en cuenta las especialidades por niveles de tensión, y las características de los consumos por horario y potencia. El marco tarifario obligaba pues a *tener en cuenta* como elementos de la metodología los mencionados, pero la forma en que habían de ser tenidos en cuenta tales elementos habría de ser la que el regulador considerase que comportaba una mejor asignación de costes. En principio, pues, no había vinculación explícita a la anterior estructura de peajes en lo que se refiere a la asignación de los costes de transporte y distribución. A pesar de ello, la estructura que se definiera para la asignación de los costes de transporte y distribución tampoco resultaba vinculante para el Gobierno en cuanto a la definición de la metodología de los peajes.
- e) Por último, los peajes de generación se establecen reglamentariamente por el Gobierno y el elemento a tener en cuenta es la energía vertida a las redes. El marco tarifario se completa para las instalaciones de generación con lo establecido en el Real Decreto-ley 14/2010<sup>17</sup>, cuya disposición transitoria única establecía directamente un peaje de aplicación a los generadores (0,5 euros/MWh vertido a la red) hasta que se desarrollasen reglamentariamente los peajes que deben satisfacer los productores.

---

<sup>17</sup> El RDL 14/2010, de 23 de diciembre es la norma que introduce en el texto de la Ley 54/1997 los peajes de generación, hasta entonces inexistente en la regulación española.

Así, el principal problema del regulador (entonces la CNE) al abordar la tarea de la metodología no fue tanto el de asumir el concreto ámbito o delimitación competencial de su función (i.e. respeto al marco retributivo, criterio de precio único) sino dar solución al concreto ejercicio de la misma, esto es, fijar la estructura de los peajes de los consumidores y sus implicaciones. En este sentido, si la mejor asignación de costes de transporte y distribución exigía agrupar los consumos en determinados grupos tarifarios (atendiendo a los niveles de tensión, potencia y discriminación horaria) y tales grupos no resultaban ser plenamente coincidentes con los establecidos previamente, se planteaban las siguientes opciones: (i) la necesaria asunción por el Gobierno de la estructura diseñada por el regulador para la asignación de los costes de transporte y distribución para la asignación del resto de costes del sistema o (ii) la sujeción por el regulador a la estructura de peajes preexistente, lo que supondría con toda probabilidad renunciar a una mejor asignación de costes de transporte y distribución.

Esta es la cuestión que la Ley 24/2013 ha venido a abordar al modificar el propio concepto de *peaje* y extraer del mismo los costes del sistema que no son estrictamente costes de redes (transporte y distribución).

El artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece en sus tres primeros apartados:

*“1. El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de:*

- c) Los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, que se establecerán de acuerdo con la metodología establecida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia considerando a estos efectos el coste de la retribución de estas actividades.*
- d) Los cargos necesarios que se establecerán de acuerdo con la metodología prevista en el presente artículo para cubrir otros costes de las actividades del sistema que correspondan.*

*Los peajes y cargos así calculados serán únicos en todo el territorio nacional y no incluirán ningún tipo de impuestos.*

*2. Los peajes que deberán satisfacer los consumidores tendrán en cuenta las especialidades por niveles de tensión y las características de los consumos por periodos horarios y potencia.*

*Los peajes que deberán satisfacer los productores de energía eléctrica se regularán reglamentariamente, teniendo en cuenta la energía vertida a las redes.*

*3. El Gobierno, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá la metodología de cálculo de los cargos que deberán satisfacer los consumidores y, en su caso, los productores de energía eléctrica, y que cubrirán los costes del sistema que se determinen, sin perjuicio de lo dispuesto para los peajes de transporte y distribución. Dichos cargos podrán tener en cuenta la estructura de peajes de acceso existentes.*

De este modo, la Ley 24/2013 modifica radicalmente el marco tarifario preexistente al modificar el propio concepto de **peaje**, de forma que éste deja de englobar todos los costes del sistema y pasa a comprender solo el coste de las redes de transporte y distribución. El resto de costes del sistema (que también ha de sufragar el consumidor) dejan de formar parte del precio del acceso a las redes y se califican de **cargos**. Como consecuencia de este cambio, el ámbito del concepto de peaje que introduce la Ley 24/2013 resulta ser coincidente con el ámbito para el que el regulador ha de establecer la metodología asignativa de costes. Así resulta expresamente del artículo 16.1 a) de la Ley, al señalar que “*los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución [...] se establecerán de acuerdo con la metodología establecida por la CNMC*” precepto que refiere la *metodología establecida por la CNMC a los peajes de acceso a las redes*.

Con ello se elimina la principal dificultad en el ejercicio de esta función a la que se ha hecho referencia anteriormente ya que, siendo plena la competencia de la CNMC para la elaboración de la metodología de los peajes, ésta puede ahora definir la estructura de los peajes y rediseñar los grupos tarifarios hasta ahora existentes, sin riesgo de interferir con ello en una competencia del Gobierno a la que el artículo 16 de la vigente Ley 24/2013 ya no hace referencia alguna.

El artículo 16.3 de la Ley establece además que la metodología del cálculo de los cargos corresponde al Gobierno (previo informe de la CNMC) indicando expresamente que “*dichos cargos podrán tener en cuenta la estructura de peajes de acceso existentes.*”

Los espacios competenciales respectivos de la CNMC y del Gobierno resultan así delimitados más claramente: compete a la CNMC establecer la metodología de los peajes (y esta metodología resulta vinculante para el Ministro según el artículo 16.1.a de la Ley) y al Gobierno corresponde establecer la metodología de los cargos (metodología que puede asumir la estructura de los peajes existentes o apartarse de ella).

Por otro lado, dicha precisión resulta de una interpretación de la Ley 24/2013 conforme al Derecho Comunitario. Así, el artículo 37.1.a) de la Directiva 2009/72/CE establece la siguiente obligación para la autoridad reguladora: “establecer o aprobar, de conformidad con criterios transparentes, las tarifas de transporte o distribución o sus metodologías”. De acuerdo con la Nota interpretativa de 22 de enero de 2010 de la Comisión Europea<sup>18</sup>:

*“Las principales funciones de los Organismos Reguladores Nacionales (NRA) respecto a las tarifas de acceso no impiden a los Estados Miembros la posibilidad de establecer los principios de política general que finalmente tendrán trasladarse por la Autoridad Reguladora a la estructura y metodología de tarifas. Sin embargo, estos principios no deberían invadir las competencias de los Organismos Reguladores Nacionales o infringir los requerimientos de las Directivas y de los Reglamentos de electricidad y gas. Aunque un Estado Miembro podría, por ejemplo, establecer una línea de política general para atraer inversiones en energías renovables, los servicios de la Comisión considerarían cualquier norma que estableciera un margen de beneficio como un coste adicional en la tarifa como una instrucción directa a la Autoridad Reguladora, lo que está prohibido.”*

Por tanto, cabe concluir que, si bien la Ley 24/2013 no ha modificado explícitamente la función establecida en el artículo 7.1.a) de la Ley 3/2013, el contenido material de la competencia de la CNMC debe interpretarse a la luz del contenido del artículo 16 de la Ley 24/2013, de forma que la circular de metodología puede abordar, además de la metodología asignativa de los costes de transporte y distribución (aspecto ya presente en la versión remitida al Consejo Consultivo de Electricidad), la estructura de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución por nivel de tensión y periodo horario.

Cabe además añadir que las restricciones relativas al respeto al marco retributivo (definición de costes) y al criterio de precio único se mantienen en los mismos términos que los definidos en la Ley 54/1997. Así resulta de:

- Los artículos 14.3 y 14.8 de la Ley 24/2013, los cuales establecen respectivamente que i) “La retribución de las actividades se establecerá reglamentariamente con criterios objetivos...” y ii) “Las metodologías de retribución de las actividades de transporte y retribución se establecerá reglamentariamente atendiendo a los costes...”

---

<sup>18</sup> Nota interpretativa de 22 de enero de 2010 de la Comisión Europea sobre la Directiva 2009/72/EC y la Directiva 2009/73/EC en relación con las obligaciones de las Autoridades Regulatorias respecto a las tarifas de redes.

- El artículo 16 apartado 1 de la ley 24/2013, el cual mantiene en su último párrafo el criterio de *precio único en todo el territorio nacional* tanto para los peajes como para los cargos. Este criterio vincula, pues, tanto a la CNMC en la elaboración de la metodología de peajes, como al Gobierno en la elaboración de la metodología de los cargos.

Esta Comisión entiende que la propuesta de Real Decreto en lo relacionado con la estructura y definición de los peajes de acceso tendrá carácter transitorio en tanto la CNMC desarrolla la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución.

### **ANEXO III. CONTEXTO EUROPEO SOBRE LA EXISTENCIA DE PRECIOS REGULADOS**

La Directiva 2009/72/CE incorpora medidas de protección de los derechos de los consumidores en su relación (contractual y pre-contractual) con las empresas energéticas. Entre otras, se establece que los Estados miembros deberán garantizar que todos los clientes domésticos y, cuando los Estados miembros lo consideren adecuado, las pequeñas empresas, disfruten en su territorio del derecho a un servicio universal, es decir, del derecho al suministro de electricidad de una calidad determinada, y a unos precios razonables, fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios.

Esta medida de protección ha sido transpuesta en España en 2009 mediante el establecimiento de un derecho para los consumidores en baja tensión con una potencia contratada de menos de 10 kW, de poder ser suministrados a través de un comercializador y con un precio, ambos determinados regulatoriamente.

En este sentido, cabe señalar que los precios finales regulados no constituyen necesariamente un mecanismo de protección de los consumidores, dado que pueden dificultar la competencia, obstaculizan la entrada de nuevos competidores y/o impiden la introducción de nuevas ofertas, limitando así la capacidad de elección de los consumidores. Por ello, según CEER, un requisito para que la demanda participe activamente en el mercado es, bien la eliminación de precios regulados o bien su establecimiento en línea con las condiciones del mercado<sup>19</sup>.

De acuerdo con ACER<sup>20</sup>, si bien el Tercer Paquete está enfocado a que los precios finales resulten determinados únicamente por la oferta y la demanda, en la actualidad todavía existen 18 Estados Miembros con precios regulados<sup>21</sup>, siendo el proceso de abandono de estas tarifas muy lento. En concreto, sólo se aprecian ligeros incrementos en 2012 en el número de consumidores que pasan al mercado libre en estos países, destacando el caso de España -donde se ha reducido significativamente el número de consumidores suministrados a

---

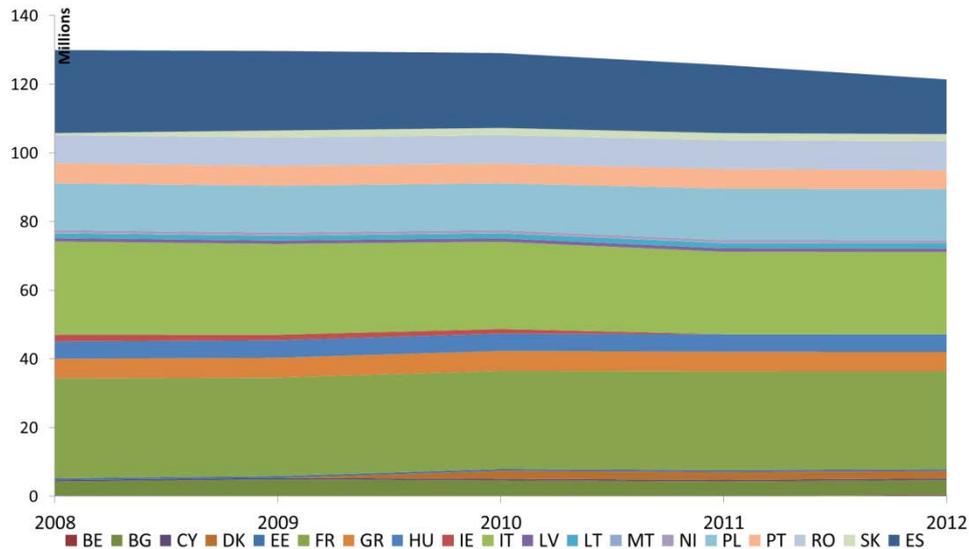
<sup>19</sup> “End-user energy price regulation: an ERGEG Position Paper”, Julio 2007: “End-user price regulation in electricity and gas markets distorts the functioning of the market and jeopardizes both security of supply and the efforts to fight climate change. Therefore, end-user price regulation should be abolished, or where appropriate, brought into line with market conditions”.

<sup>20</sup> Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2012. ACER

<sup>21</sup> Price regulation is applied in the following 18 countries: Belgium, Bulgaria, Cyprus, Estonia, Denmark, France, Greece, Hungary, Italy, Latvia, Lithuania, Malta, Northern Ireland, Poland, Portugal, Romania, Slovakia and Spain. Austria, the Czech Republic, Finland, Germany, Ireland, Luxembourg, the Netherlands, Norway, Slovenia, Sweden and Great Britain do not apply price regulation.

precio regulado- y el caso de Irlanda,- donde se ha eliminado el precio regulado en abril de 2011-. Así, la tendencia de los consumidores domésticos al cambio de suministrador cuando coexisten precios regulados y no regulados, es bastante reducida.

**Gráfico 6. Número de consumidores domésticos suministrados con precios regulados**

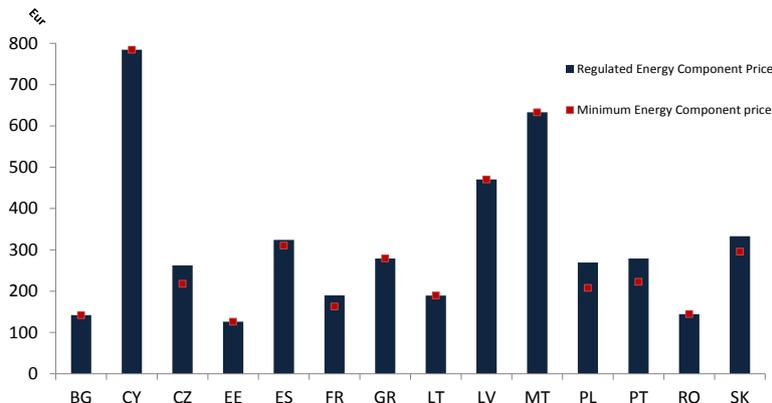


Fuente: ACER

De acuerdo con ACER con carácter general, en aquellos países donde hay precios regulados, más del 50% de los consumidores domésticos se encuentra suministrado a ese precio. No obstante destaca la reducción registrada de consumidores suministrados a precio regulado en los siguientes países: Irlanda, donde los precios regulados fueron eliminados, España, Dinamarca, Italia, Irlanda del Norte y Portugal, donde el número de consumidores suministrados a precio regulado se redujo un 15%, 5%, 5%, 7% y 4%, respectivamente, en 2012 con respecto al año anterior.

En este sentido, ACER afirma que el establecimiento de precios regulados con márgenes reducidos puede impedir la entrada de nuevos comercializadores y desincentivar al consumidor al cambio de suministrador. También indica que los precios regulados pueden actuar algunas veces como punto de referencia alrededor del cual se sitúan las ofertas de otros comercializadores, lo que puede desanimar al consumidor a cambiarse y, en consecuencia, impactar considerablemente sobre la competencia, tal y como se aprecia en el gráfico siguiente.

**Gráfico 7. Diferencia entre el coste considerado en el componente de energía del precio regulado y el coste incluido en la oferta más barata en una selección de países con precios regulados- 2012**



Fuente: ACER

En concreto, en España, a la vista de las ofertas eléctricas incluidas en el comparador de la CNMC, el ahorro que obtiene un consumidor doméstico de pasar del precio regulado a la mejor oferta se mantiene constante en el entorno de los 13 €/año en 2013, importe cercano al margen de comercialización considerado en la tarifa de último recurso (aproximadamente 16€/año). No obstante, aunque en algunos momentos la oferta de electricidad más barata ha supuesto un ahorro cercano a los 20€/año, estas ofertas se mantienen únicamente en una primera fase de captación de clientes por parte de nuevos comercializadores:

En consecuencia, ACER afirma que los precios regulados deberían establecerse de tal forma que no impidiesen el desarrollo de la competencia en el mercado minorista, debiendo ser eliminados cuando se alcance un nivel de competencia adecuado. Entre tanto, los costes considerados en los precios regulados deberían revisarse con la mayor frecuencia posible con el fin de replicar lo más fielmente los precios del mercado. La propuesta de Real Decreto es consistente con esta recomendación de ACER dado que el mecanismo propuesto para el cálculo del precio de la energía en el PVPC replica fielmente los precios del mercado y resulta conveniente además, en tanto exista la elevada concentración actual en el segmento doméstico.

## **ANEXO IV. ALEGACIONES**

Se han recibido alegaciones de las siguientes empresas y asociaciones:

- OMIE
- Red Eléctrica de España (operador del Sistema)
- Red Eléctrica de España (Transportista)
- Iberdrola S.A.
- Iberdrola Distribución
- Asociación de Comercializadores Independientes (ACIE)
- Generalitat de Cataluña
- CIDE
- CIDE HC Energía
- Empresa del Alumbrado Eléctrico de Ceuta S.A.
- Gaselec
- ASEME
- Junta de castilla y León
- Gobierno de Canarias
- Gobierno de Cantabria
- Gas Natural Fenosa
- Endesa
- Eon
- UNESA
- Gobierno de Aragón
- Comunidad de Madrid
- Consejo de Consumidores y Usuarios CCU
- Gobierno Vasco
- EDP Hidroeléctrica del Cantábrico
- Xunta de Galicia
- Principado de Asturias
- AECOSAN
- Junta de Andalucía
- Región de Murcia

