



**INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE REAL  
DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA  
METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL MARGEN  
COMERCIAL DE LAS COMERCIALIZADORAS DE  
REFERENCIA A INTRODUCIR EN EL PRECIO  
VOLUNTARIO PARA EL PEQUEÑO CONSUMIDOR**

**IPN/CNMC/017/16**

**14 de julio de 2016**

## Índice

1. Antecedentes	3
2. Contenido de la propuesta de Real Decreto	4
3. Consideraciones generales	6
3.1. Sobre el margen de comercialización propuesto por la CNMC	6
3.2. Sobre la evolución del mercado minorista	8
4. Consideraciones sobre la metodología de cálculo	10
4.1. Sobre la empresa eficiente y bien gestionada	10
4.2. Sobre los componentes de coste de explotación incorporados en el cálculo	13
4.3. Sobre las comercializadoras consideradas en el cálculo de los costes de explotación	16
4.4. Sobre la estructura del margen de comercialización	16
4.5. Sobre la retribución de la actividad	19
5. Consideraciones particulares	20
5.1. Artículo 5. Estructura de la retribución de los costes de explotación a incluir en el margen de comercialización	20
5.2. Artículo 6. Metodología de fijación de la retribución por costes de explotación	20
5.3. Artículo 7. Retribución unitaria de la actividad de comercialización de referencia	22
5.4. Artículo 8. Revisión del margen de comercialización	23
5.5. Artículo 9. Obligaciones de información	24
5.6. Disposición adicional primera. Valores del margen de comercialización a incluir en el precio voluntario para el pequeño consumidor de aplicación en los años 2016, 2017 y 2018.	24
5.7. Disposición adicional segunda. Aplicación de los valores del margen de comercialización del precio voluntario para el pequeño consumidor para los años 2014, 2015 y 2016.	26
5.8. Disposición adicional tercera. Liquidación a las comercializadoras de referencia de las cantidades derivadas de la aplicación del valor del margen de comercialización establecido para los años 2014, 2015 y 2016 a los consumidores acogidos al bono social.	27
5.9. Disposición adicional quinta. Resolución por la que se establecen criterios de entrega de información	28
5.10. Disposición transitoria única. Regularización de cuantías por aplicación de la metodología prevista en el presente real decreto.	29
6. Sobre la información contenida en la Memoria de Análisis del Impacto Normativo (MAIN)	31
7. Conclusión	33

---

**ACUERDO POR EL QUE SE APRUEBA INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL MARGEN COMERCIAL DE LAS COMERCIALIZADORAS DE REFERENCIA A INTRODUCIR EN EL PRECIO VOLUNTARIO PARA EL PEQUEÑO CONSUMIDOR**

**IPN/CNMC/017/16**

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidenta**

D<sup>a</sup> María Fernández Pérez

**Consejeros**

D. Eduardo García Matilla

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

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D<sup>a</sup> Idoia Zenarrutzabeitia Beldarrain

**Secretario de la Sala**

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 14 de julio de 2016

En el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 5.2.a, 5.3 y 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**, acuerda emitir el siguiente informe relativo a la *“Propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para el cálculo del margen comercial de las comercializadoras de referencia a introducir en el precio voluntario para el pequeño consumidor”*:

**1. Antecedentes**

El Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC) de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación establece en el punto 3 de la disposición adicional octava un mandato a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) para la elaboración de un informe sobre el margen comercial que corresponde aplicar a la comercialización de referencia para realizar el suministro a PVPC y a tarifa de último recurso, detallando cada uno de los costes de comercialización que se incorporan en el mismo.

El 19 de mayo de 2016 la Sala de Supervisión Regulatoria emitió el *“Informe sobre el margen comercial que corresponde aplicar a la actividad de comercialización de referencia para realizar el suministro de energía a precio*

*voluntario del pequeño consumidor en el sector eléctrico y a tarifa de último recurso en el sector de gas natural*” (en adelante Informe sobre el margen de comercialización) en cumplimiento del citado mandato.

El 28 de junio de 2016 se recibió en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) la “*Propuesta de Real Decreto por el que se establece la metodología para el cálculo del margen comercial de las comercializadoras de referencia a introducir en el precio voluntario para el pequeño consumidor*” (en adelante propuesta de Real Decreto) junto con la Memoria justificativa para que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013 se emita el correspondiente informe preceptivo con carácter urgente. Dichos documentos han sido remitidos para alegaciones a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el día 28 de junio de 2016. En el Anexo I del presente informe se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

## 2. Contenido de la propuesta de Real Decreto

La propuesta de Real Decreto consta de una exposición de motivos, nueve artículos divididos en cuatro títulos, seis disposiciones adicionales, una disposición transitoria única, una disposición derogatoria, tres disposiciones finales y un anexo.

Los **artículos 1 y 2** recogen el objeto y ámbito de aplicación del Real Decreto, respectivamente.

Los **artículos 3 a 5** establecen la retribución del margen de comercialización, la facturación y su revisión, así como la estructura de la retribución de los costes de explotación a incluir en el margen de comercialización.

En particular, el artículo 3 establece los componentes del margen de comercialización. El artículo 4 establece los términos del margen de comercialización de aplicación en la facturación del precio voluntario para el pequeño consumidor, un término fijo establecido para un periodo de tres años y un término variable que se fijará anualmente. El artículo 5 establece las partidas de costes que se tendrán en cuenta para el establecimiento de la retribución de los costes de explotación.

Los **artículos 6 y 7** establecen la metodología de fijación de la retribución por costes de explotación y la retribución unitaria de la actividad de comercialización de referencia.

En el artículo 6 se establece la retribución por costes unitarios de explotación fijos vigentes durante el periodo regulatorio (de 3 años), partiendo de los costes unitarios de las tres comercializadoras de referencia con menores costes unitarios. Además, se establece la retribución por los costes de explotación variables que incluyen la tasa de ocupación de la vía pública y la del coste de

contribución al fondo de eficiencia energética, que se actualizarán anualmente. Por otra parte, en el artículo 7 se establece la retribución unitaria de las comercializadoras de referencia por el ejercicio de su actividad para los tres años siguientes en función de un porcentaje único de rentabilidad sobre el coste de la energía que toma el valor de 1,05%.

Los **artículos 8 y 9** se dedican a la revisión del margen de comercialización y a las obligaciones de información necesaria para ello.

En las **seis disposiciones adicionales** se establecen:

- Valores del margen de comercialización a incluir en el precio voluntario para el pequeño consumidor de aplicación en los años 2016, 2017 y 2018.
- Aplicación de los valores del margen de comercialización a incluir en el precio voluntario para el pequeño consumidor de aplicación en los años 2014, 2015 y 2016.
- Liquidación a las comercializadoras de referencia de las cantidades derivadas de la aplicación del valor del margen de comercialización establecido para los años 2014, 2015 y 2016 a los consumidores acogidos al bono social.
- Inicio del primer periodo trianual para la revisión de los componentes del margen de comercialización.
- Resolución por la que se establecen criterios de entrega de información.
- Información sobre el margen de comercialización en el modelo de factura.

En la **disposición transitoria única** se establece la Regularización de cuantías por aplicación de la metodología prevista en el proyecto de Real Decreto. En particular, recoge la regularización derivada de la aplicación del valor del margen de comercialización establecido para el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor en los años 2014, 2015 y 2016.

Además establece que, en el caso de que una comercializadora de referencia decidiese no regularizar las cuantías correspondientes para cualquiera de los años 2014, 2015 o 2016, siempre que el saldo a efectos de pago sea a abonar por el consumidor, quedará obligada a aplicar dicha exención a todos sus clientes.

En la **disposición derogatoria** se derogan cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en la orden.

Por último, la propuesta de Real Decreto incluye **dos disposiciones finales**:

- La disposición final primera establece el título competencial.
- La disposición final segunda concierne a la modificación del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación

El **Anexo** del documento recoge los valores del término fijo y del término variable del margen de comercialización a aplicar en el primer periodo trianual 2016-2018 así como los valores del término fijo del margen comercial a aplicar en 2014, 2015 y 2016 desde el 1 de abril de 2014 hasta la entrada en vigor del Real Decreto.

### 3. Consideraciones generales

Tal y como se recoge en las Sentencias del Tribunal Supremo<sup>1</sup>, de conformidad con la Ley del Sector Eléctrico, en la metodología se debe determinar, entre otros aspectos, qué costes concretos deben computarse, si deben computarse: en su integridad o sometidos a algún tipo de ponderación que resulte justificada, y qué remuneración ha de considerarse razonable.

Esta Sala considera que ni en la propuesta de Real Decreto, ni en la Memoria que le acompaña, se aporta la información suficiente para valorar la propuesta de metodología, que se desvía sustancialmente de la propuesta que se hizo en el Informe sobre el margen de comercialización. En particular, no se detallan los componentes de coste considerados en cada uno de los centros de costes que se incorporan en el cálculo de los costes unitarios, ni se motiva suficientemente el criterio adoptado para el establecimiento de los costes unitarios de comercialización, ni la razonabilidad de la retribución por el ejercicio de la actividad.

#### 3.1. Sobre el margen de comercialización propuesto por la CNMC

A efectos de dar cumplimiento a los mandatos establecidos en el Real Decreto 216/2014 y la Orden IET/2735/2015 la CNMC solicitó a las empresas comercializadoras de ámbito nacional en los sectores de gas y electricidad información relativa a los costes incurridos por el suministro a sus clientes correspondientes a los ejercicios 2010, 2011, 2012 y 2013 y previsión para el ejercicio 2014, junto con documento explicativo de las hipótesis de cálculo.

Dicha información sirvió de base para la elaboración del Informe sobre el margen de comercialización. En el informe se indica que el margen de comercialización a considerar en el cálculo del PVPC y de la TUR debería incluir, al menos, aquellos costes de comercialización prudentemente incurridos a los que se enfrenta un comercializador de referencia para el suministro de sus clientes, esto es, los costes de explotación y una retribución razonable por el ejercicio de su actividad. A este respecto, cabe hacer dos consideraciones generales.

Por un lado, el Real Decreto 216/2014 establece que debe incorporarse un margen de comercialización único para todas las comercializadoras de

---

<sup>1</sup> Sentencias del Tribunal Supremo 395/2014, 396/2014 y 358/2014

referencia. Sin embargo, con carácter general, cabe esperar que los costes unitarios de comercialización presenten economías de escala, esto es, que muestren una asociación negativa con el tamaño de la empresa. En consecuencia, el reconocimiento de un coste de comercialización único basado en una empresa de tamaño medio, podría dar lugar a que no todas las comercializadoras de referencia recuperaran sus costes de explotación, aunque fueran empresas bien gestionadas. Lógicamente, en caso de establecer el margen de comercialización considerando una empresa de tamaño mínimo, que con arreglo al Real Decreto 216/2014 se correspondería con una empresa con 25.000 puntos de suministro, las empresas de mayor tamaño se verían sobreretribuidas. Este marco retributivo condicionó la propuesta incluida en el Informe sobre el margen de comercialización.

Por otro lado, la información remitida por las empresas indica un elevado nivel de dispersión en los costes unitarios resultantes, más acusado para los valores registrados por encima de la mediana. En consecuencia, en el citado informe, por una parte, se contrastaron dichos valores unitarios con toda la información disponible por la CNMC<sup>2</sup> a efectos de valorar su adecuación y eliminar valores atípicos y, por otra, se estimaron los costes de comercialización prudentemente incurridos a partir de los valores registrados por las medianas en el periodo 2010-2014, a efectos de evitar otros estadísticos más sensibles a la dispersión de la muestra.

De esta manera, la estructura de costes tenida en cuenta en el margen de comercialización reflejaría a la empresa media del sector, teniendo en cuenta la variable inductora de cada componente de coste, si bien a efectos del traslado al PVPC, los costes fijos se recuperan a través de un término fijo por cliente y los variables a través de un término por kWh consumido.

---

<sup>2</sup> Las siguientes fuentes de información que han sido utilizadas para contrastar la información recibida de las empresas comercializadoras:

- Circular 3/1998, de 30 de julio, de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico, sobre obtención de información para el ejercicio de la función de liquidación de las actividades y costes regulados del sistema eléctrico.
- Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas.
- Circular 1/2005, de 30 de junio, de la Comisión Nacional de Energía, sobre petición de información de consumidores de energía eléctrica en el mercado, a los distribuidores.
- Circular 2/2005, de 30 de junio, de la Comisión Nacional de Energía, sobre petición de información de consumidores de energía eléctrica en el mercado, a los comercializadores.
- Circular 5/2008, de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de Energía, de información para el mercado minorista español de gas natural.
- Circular 5/2009, de 16 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, sobre obtención de información de carácter contable y económico financiera de las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización.
- Cuentas anuales e informes de gestión 2010-2014.

En suma, bajo la premisa de que debe establecerse un coste único para todas las empresas, el análisis sobre los costes de comercialización realizado por la CNMC se adapta a la realidad de las comercializadoras de referencia, dado que en la estimación de los costes unitarios se ha tenido en cuenta la información proporcionada por empresas de diversos tamaños, la variable inductora de cada componente de coste y la incidencia de las economías de escala en aquellos componentes de coste que las registran.

En el citado informe, y sobre la base metodológica citada anteriormente, se estimaron los costes de explotación por suministro en 21,31 €, 26,06 € y 31,56 € para los clientes acogidos a los peajes 2.0 A, 2.0 DHA y 2.0 DHS, respectivamente. En coste anual, en términos de €/kW contratado, ascendería a 5,24 €/kW, 4,93 €/kW y 6,46 €/kW para los clientes acogidos a los peajes 2.0 A, 2.0 DHA y 2.0 DHS, respectivamente, concluyendo que el margen de comercialización actualmente incluido en el PVPC, establecido en 4 €/kW contratado y año, es insuficiente para cubrir los costes de explotación de las comercializadoras de último recurso.

Adicionalmente, se planteó la posibilidad de incorporar aquellos costes en los que incurre la comercializadora libre para captar y retener a sus clientes y en los que no incurre el COR por haberle sido transferidos sus clientes automáticamente, a efectos de asegurar la no distorsión del mercado. El coste de captación y retención de consumidores se estima en el Informe sobre el margen de comercialización en 56,41 €/cliente captado, lo que en términos de €/cliente supondría entre 5,1 y 7 €/cliente y año, dependiendo del periodo de amortización considerado.

En caso de incluir en el margen de comercialización del PVPC el coste de captación y retención de clientes, se propuso que fuera devuelto por los comercializadores de referencia, en la medida en que es un coste en el que no incurren.

Por último, teniendo en cuenta las prácticas regulatorias habitualmente empleadas en otros países, se proponía retribuir a la comercializadora de referencia mediante la aplicación de un margen sobre las ventas comprendido entre el 1% y el 3,5%, lo que en términos de €/cliente y año supondría entre 4,4 €/cliente y 16,2 €/cliente, en función del propio margen y la incorporación de los costes de captación.

### **3.2. Sobre la evolución del mercado minorista**

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Real Decreto, la evolución favorable del mercado minorista indica que no es necesario la inclusión de los costes de captación y retención de los consumidores, señalando en particular que, según información de la propia CNMC, el número de consumidores con derecho a acogerse al PVPC que son suministrados por un COR era de

15.050.967 en enero de 2014 y en enero de 2016 ascendía a 12.453.190, habiéndose reducido por tanto en más de 2,5 millones de consumidores.

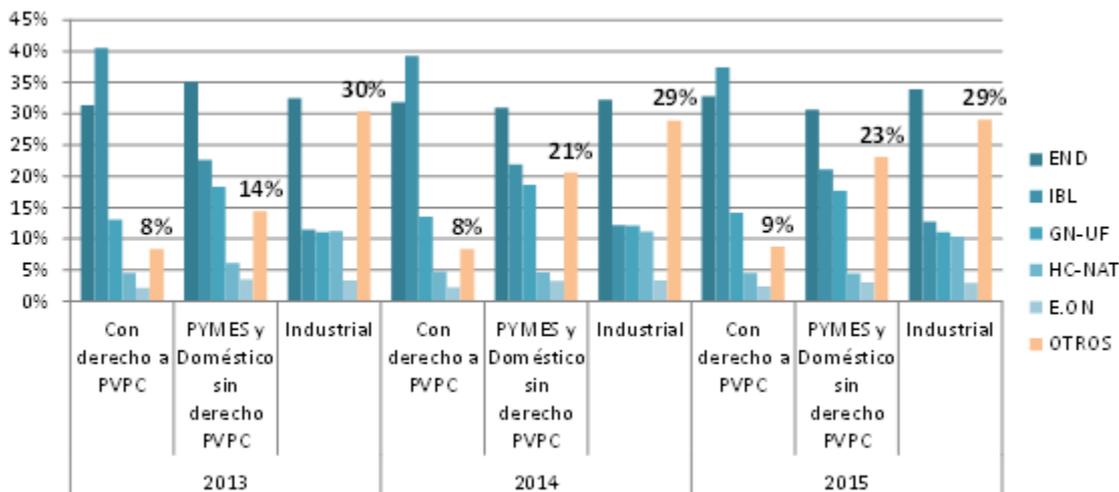
Al respecto conviene señalar que, según la información disponible en la CNMC, los comercializadores de referencia están perdiendo clientes a favor, principalmente, de las comercializadoras pertenecientes al mismo grupo empresarial. Lo anterior podría ser un indicio de que los grupos empresariales con comercializadoras de referencia podrían tener incentivos a que sus clientes se trasladen a la a la comercializadora libre del mismo grupo empresarial, al objeto de minimizar el impacto sobre sus cuentas anuales (véase Cuadro 1).

**Cuadro 1. Movimiento de clientes desde la comercializadora de referencia a comercializadora libre [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

Fuente: CNMC

Por otra parte, con el margen de comercialización vigente, cabe señalar que si bien el número de consumidores con derecho a PVPC que pasan a mercado libre sigue incrementándose progresivamente, éstos pasan mayoritariamente a ser suministrados por las comercializadoras energéticas tradicionales, sin que las nuevas comercializadoras alcancen una cuota relevante. Así, la cuota que han representado las empresas no vinculadas a las comercializadoras energéticas tradicionales no habría superado el 9%, mientras que en el sector Pymes o Industrial, la cuota alcanza niveles del 23% y 30%, respectivamente.

**Gráfico 1. Evolución de la cuota de los comercializadores de electricidad en mercado libre. Años 2013-2015**



Fuente: CNMC (datos provisionales)

Finalmente, se señala que los márgenes brutos de las comercializadoras libres (incluido coste comercial), de acuerdo con las estimaciones realizadas por la CNMC, que estarían aplicando las comercializadoras para el consumidor

doméstico con derecho a PVPC se situaría, en promedio, entre los 12 y 18 €/MWh en el año 2014, lo representaría entre 30 y 45 €/cliente<sup>3</sup>.

Al respecto se indica que dichos valores se corresponden, aproximadamente, con el margen de comercialización que resulta del Informe sobre el margen de comercialización considerando en el coste de captación la tasa de switching de 2015 (11,1%) y una tasa de retribución sobre las ventas del 0,7% para el extremo inferior y del 3,7% para el extremo superior.

Cabe concluir que el extremo inferior de las comercializadoras libres (30€/cliente) sería coherente con la propuesta de la CNMC de contemplar escenarios con tasas de switching elevadas y un margen sobre ventas reducido, a efectos de maximizar el impacto de la actualización del margen del PVPC sobre la dinamización del mercado minorista, minimizando el impacto de la actualización sobre la factura de los consumidores con derecho a suministro de último recurso.

#### **4. Consideraciones sobre la metodología de cálculo**

La propuesta de Real Decreto establece que el margen de comercialización se compondrá de los costes de explotación más una retribución por el ejercicio de la actividad y constará de un término fijo, que se establecerá al inicio del periodo regulatorio con base en los costes unitarios de las comercializadoras de referencia más eficientes, y un término variable, que se revisará anualmente a efectos de actualizar el coste derivado de la tasa de ocupación de la vía pública (TOVP) y el coste derivado de las obligaciones de eficiencia.

Sin perjuicio de que la fórmula adoptada pueda ser adecuada (esto es, establecimiento de unos costes de comercialización fijos unitarios para el periodo regulatorio, con base en los costes de las comercializadoras, y actualización anual de los costes de comercialización variables), esta Sala no comparte el fondo de la propuesta, por lo que se considera necesario realizar las siguientes consideraciones.

##### **4.1. Sobre la empresa eficiente y bien gestionada**

El concepto de empresa eficiente y bien gestionada aparece desarrollado en la Comunicación de la Comisión relativa a la aplicación de las normas de la Unión Europea en materia de ayudas estatales a las compensaciones concedidas por la prestación de servicios económicos de interés general<sup>4</sup>.

---

<sup>3</sup> Considerando el consumo medio de los consumidores con derecho a suministro de último recurso sin discriminación horaria suministrados por una comercializadora libre (2.524 kWh/año en 2015).

<sup>4</sup> Disponible en

[http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52012XC0111\(02\)&from=ES](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52012XC0111(02)&from=ES)

En dicha comunicación se indica que, cuando no exista una remuneración de mercado, el importe de la compensación deberá calcularse sobre la base de un análisis de los costes que una empresa media del mismo sector, bien gestionada y dotada de medios materiales para poder satisfacer las exigencias del servicio público, habría soportado para ejecutar estas obligaciones, teniendo en cuenta los ingresos correspondientes y un beneficio razonable por la ejecución de estas obligaciones.

Asimismo, y en relación con el concepto de empresa bien gestionada, la citada Comunicación señala que, a falta de una definición oficial, los Estados miembros deben aplicar criterios objetivos que sean económicamente reconocibles como representativos de una gestión satisfactoria.

Seguidamente, indica que el análisis y la comparación de las estructuras de costes deben tener en cuenta el tamaño de la empresa en cuestión y el hecho de que en determinados sectores pueden coexistir empresas con muy distintas estructuras de costes.

Finalmente, recoge que la referencia a los costes de una empresa «media» en el sector de que se trate implica que hay un número suficiente de empresas cuyos costes pueden ser tenidos en cuenta.

Esta Sala comparte la idea de que los costes de explotación considerados en el cálculo del margen del PVPC deben corresponderse con los de una empresa eficiente y bien gestionada. No obstante, teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, la metodología recogida en la propuesta de Real Decreto para la definición de empresa eficiente y bien gestionada podría, frente a la propuesta incluida en el Informe sobre el margen de comercialización, no ser la más adecuada por las siguientes razones:

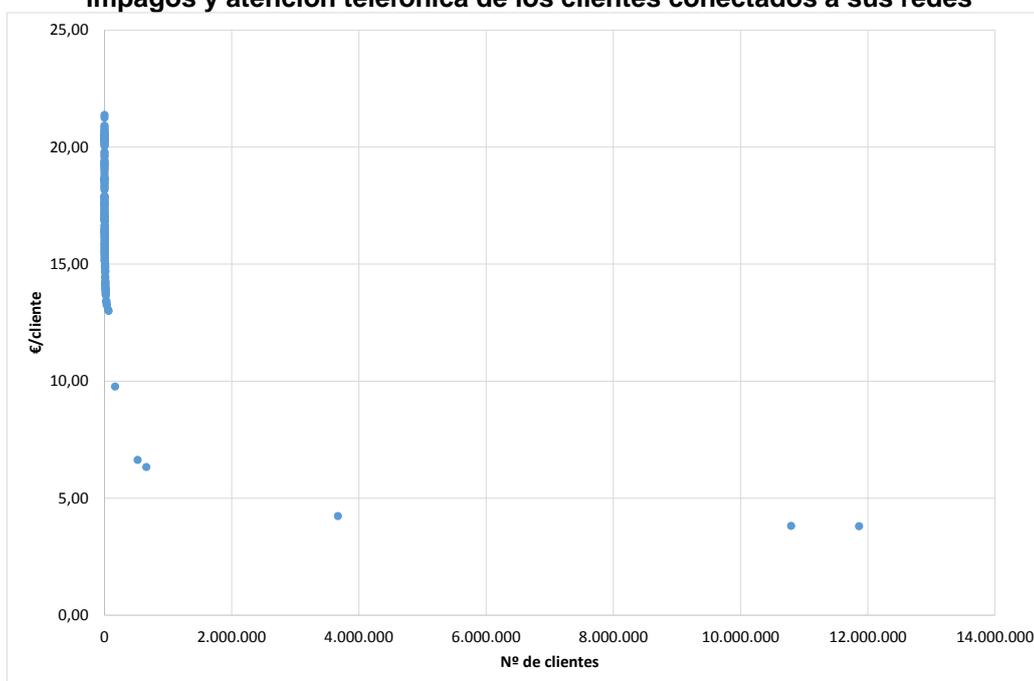
1. Únicamente se tienen en cuenta los costes de los COR y para los ejercicios 2013 y 2014, lo que limita excesivamente el universo para definir la empresa eficiente y bien gestionada.
2. Como se desprende del Informe sobre el margen de comercialización, y se recoge en la propia Memoria, la actividad de comercialización es una actividad con rendimientos de escala, por lo que el tamaño de las empresas condiciona los costes unitarios.

Por tanto, se considera que, en la definición de los costes unitarios de la empresa eficiente y bien gestionada, se deben tener en cuenta de alguna manera el volumen de suministros de la comercializadora. En este sentido en la propuesta de la CNMC se considera el tamaño de las empresas para el establecimiento de aquellos componentes de costes con economías de escala.

Cabe señalar que, si bien no son modelos retributivos comparables, en la determinación de la actividad de distribución, para las tareas asociadas a la contratación y facturación de los peajes de acceso y gestión de impagos (RC), y las tareas asociadas a la atención telefónica de los clientes conectados a sus redes (RA), tal y como establece el art. 13 del Real Decreto 1048/2013<sup>5</sup> y el artículo 5 de la Orden IET/2660/2015<sup>6</sup>, se tiene en cuenta el tamaño de la empresa.

A efectos ilustrativos, en el gráfico inferior se muestra la retribución unitaria que percibe la empresa distribuidora, en términos de €/cliente, por dichos conceptos.

**Gráfico 2. Retribución unitaria, en términos de €/cliente, de la empresa distribuidora por los servicios de contratación y facturación de los peajes de acceso, gestión de impagos y atención telefónica de los clientes conectados a sus redes**



Fuente: Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016

### 3. La metodología de la propuesta de Real Decreto establece el concepto de empresa más eficiente con base en los costes unitarios totales de comercialización de las tres comercializadoras de referencia con menor

<sup>5</sup> Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

<sup>6</sup> Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales.

coste unitario, lo que teniendo en cuenta la existencia de rendimientos a escala, tenderá a penalizar a los comercializadores de referencia con menor número de consumidores.

4. La metodología propuesta únicamente considera los costes de comercialización totales, en términos de €/cliente, en la definición de empresa más eficiente. Tal y como se puso de manifiesto en el Informe sobre el margen, se considera que la eficiencia en costes se debe buscar por centro de coste, y no globalmente, utilizando la variable inductora del coste correspondiente.

En consecuencia, la metodología de la propuesta de Real Decreto descarta la información de empresas que siendo más eficientes en algunos de los centros de coste, no lo son en términos totales, consecuencia de ser no tan eficientes en otras partidas.

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN DE CONFIDENCIAL].**

5. La metodología propuesta selecciona a las tres empresas más eficientes en términos de €/cliente, si bien el margen se establece en función de €/kW. La eficiencia en términos de €/cliente no necesariamente implica eficiencia en términos de €/kW contratado, dado que las características de los consumidores abastecidos por cada COR son diferentes.

#### **4.2. Sobre los componentes de coste de explotación incorporados en el cálculo**

Conforme a la metodología de cálculo del margen de comercialización, los costes de explotación incorporan los costes de contratación, los costes de facturación y cobro, los costes de atención al cliente, los costes de estructura, los costes financieros derivados de la interposición de garantías en el mercado, los costes derivados de la tasa de ocupación de la vía pública, los costes derivados de las obligaciones de contribución al fondo de eficiencia energética y, en su caso, aquellos costes que pudieran derivarse de medidas regulatorias y que expresamente se reconozcan por Orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Cabe señalar que los centros de coste de explotación establecidos en la propuesta de Real Decreto se corresponden con los recogidos en el Informe sobre el margen, con la excepción del coste de captación y retención del cliente y los costes financieros derivados de la diferencia entre los pagos y los cobros.

En relación con los costes de captación y retención de clientes se reitera la conveniencia de plantearse la procedencia de la incorporación de aquellos costes en los que incurre la comercializadora libre para captar y retener a sus clientes y en los que no incurre el COR por haberle sido transferidos sus clientes automáticamente, a efectos de asegurar la no distorsión del mercado.

La definición dentro del concepto de margen de comercialización del coste de captación y retención de clientes y/o de la retribución razonable para el ejercicio de la actividad deberá garantizar la no distorsión de la competencia. No obstante, teniendo en cuenta que es un coste en el que los comercializadores de referencia no incurren, se propone que sea devuelto por los mismos.

Adicionalmente se indica que la definición del margen de comercialización considerando todos los costes de una comercializadora libre y bien gestionada, podría configurar al PVPC como una herramienta fundamental para el consumidor, a efectos de facilitar la comparación de ofertas de comercializadores, en la medida en que el coste de la energía es, básicamente, el traslado al consumidor de los precios registrados en el mercado

En relación con los costes de atención al cliente, si bien en la propuesta de Real Decreto no se detalla los componentes de costes considerados en el cálculo, en la memoria se indica que teniendo en cuenta el informe de la CNMC se ha excluido el coste relacionado con la atención presencial al cliente.

Estando de acuerdo con la exclusión del coste de atención al cliente en oficinas, se considera necesario indicar que, previsiblemente, sería esperable un incremento del resto de costes de atención al cliente en caso de no suponer la existencia de las mismas, ya que los clientes atendidos en oficinas pasaran a ser atendidos mediante otros medios. En la propuesta de la CNMC no se estima este impacto, ya que en el cálculo del coste de atención al cliente se tiene en cuenta el coste declarado por todas las comercializadoras y que, con carácter general, no disponen de oficinas para la atención presencial.

Respecto de la no incorporación de los costes asociados a la financiación del ciclo comercial de las COR, se considera insuficiente para su exclusión la justificación incluida en la Memoria que acompaña a la propuesta de Real Decreto. En particular, según la citada Memoria, los costes financieros asociados al ciclo de cobros y pagos *“no se consideran al ser un periodo muy pequeño el transcurrido entre cobros y pagos y al poder estar fuertemente influenciados por políticas de financiación entre diversas empresas del grupo o incluso a una deficiente gestión de los pagos. Asimismo, se debe considerar que la retribución por los posibles costes financieros se encuentran incluida en la retribución por actividad que se calcula sobre el margen y que se recoge en el artículo 7 del real decreto.”*.

Al respecto se indica, en primer lugar, que el coste derivado de la financiación de la diferencia entre los pagos y los cobros depende, tanto del número de días de diferencia entre los pagos y los cobros, como del volumen financiado, y es un coste al que se enfrentan todas las empresas, independientemente del tipo de actividad.

En segundo lugar, si bien los costes derivados de la financiación del ciclo comercial son superiores para los comercializadores de referencia, como se recoge en el Informe de la CNMC, habría que tener en cuenta que la cartera de clientes de este tipo de comercializadoras incluye al colectivo de consumidores en régimen transitorio y suministros esenciales, por lo que cabría matizar la consideración incluida en la Memoria.

En tercer lugar, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

En cuarto lugar, en la Memoria no se aporta información sobre la tasa financiera que se emplea en el cálculo de la retribución de la actividad, por lo que no se puede valorar si en el mismo se ha tenido en cuenta el coste de los recursos financieros.

Por último, se indica que, en el Informe sobre el margen de comercialización, el coste financiero derivado del ciclo comercial se estimó considerando las condiciones de liquidación de la energía en el mercado, las condiciones de facturación establecidas en la normativa vigente y el tipo de interés para el conjunto de las empresas (3,41%), similar al R.2 (intereses por financiación recibida sobre recursos ajenos con coste) de la actividad de energía, publicado por el Banco de España (véase Cuadro 2), por lo que no está afectado por la política financiera del grupo. De acuerdo con dicha estimación, el coste derivado de la financiación del ciclo comercial asciende a 0,157 €/MWh, un 33% inferior a la mediana del coste financiero declarado por las COR para el periodo 2010-2014.

**Cuadro 2. Coste financiero de la deuda con coste**

Año	R.2 Suministro de Energía Eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado	Coste financiación empresas
2009	3,70%	
2010	3,60%	3,04%
2011	4,00%	3,58%
2012	4,10%	4,23%
2013	3,80%	4,20%
2014	3,30%	3,41%

Fuente: Central de balances del Banco de España y CNMC

En consecuencia, se propone incluir en el margen de comercialización a considerar en el cálculo de PVPC el coste financiero derivado de la diferencia entre los cobros y los pagos.

### **4.3. Sobre las comercializadoras consideradas en el cálculo de los costes de explotación**

Según la Memoria que acompaña al proyecto de Real Decreto, en el cálculo de los costes unitarios de explotación únicamente se ha tenido en cuenta los costes declarados por las COR, entendiéndose que son éstos los que mejor reflejan “*las especificidades dentro de todo el colectivo de comercializadores*” dado que “*el PVPC es un producto básico, cuya finalidad es ser un contrato mínimo de garantía para los consumidores, y especialmente para los consumidores vulnerables. Tanto sus condiciones como su forma de contratación son las establecidas en la normativa.*”

Se considera que, en la Memoria, no se motiva suficientemente la exclusión de los costes del resto de comercializadoras para la determinación de los costes unitarios, máxime teniendo en cuenta, por una parte, que en la actividad de comercialización se registran economías de escala y, por otra parte, el principio de no distorsión del mercado considerado en el artículo 17 de la Ley 24/2013.

Al respecto cabe señalar que, conforme al artículo 3.2 de la Directiva 2009/72/CE, las obligaciones de servicio público deberán definirse claramente, ser transparentes, no discriminatorias y controlables y garantizar a las empresas eléctricas de la Comunidad el acceso en igualdad de condiciones a los consumidores nacionales.

Por todo lo anterior, se propone que, en el establecimiento de los costes unitarios de comercialización empleados en el cálculo del margen, se consideren los costes de todas las comercializadoras.

### **4.4. Sobre la estructura del margen de comercialización**

De acuerdo con el artículo 4 de la propuesta de Real Decreto el margen de comercialización tendrá dos términos. Un término fijo por potencia contratada establecido para un periodo de tres años y un término variable por energía consumida, que se actualizará anualmente.

Se considera positiva la introducción de un término variable en el margen de comercialización, en la medida en que refleja mejor la naturaleza de determinados costes de comercialización. No obstante, se insiste en los siguientes aspectos puestos de manifiesto en sucesivos informes y, más recientemente, en el Informe de la CNMC sobre el margen de comercialización.

En primer lugar, 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.

En segundo lugar, los costes fijos de comercialización debieran ser recuperados a través de un término fijo por cliente, a efectos de evitar descremar el mercado.

Al respecto, cabe señalar que con la estructura establecida en la propuesta de Real Decreto, el 76,1%<sup>7</sup> del margen de comercialización estaría asociado al término fijo por potencia.

Por lo tanto, los comercializadores libres concentrarán su actividad en los segmentos de mercado más atractivos (esto es, en los consumidores con mayores potencias contratadas), quedando el CUR obligado a suministro de los consumidores con menores márgenes, lo que, a su vez, podría traducirse en que, a medio plazo, el margen comercial de los CUR resulte insuficiente para cubrir los costes de su actividad.

A efectos ilustrativos, en el Gráfico 3 se muestra el margen de comercialización por intervalos de potencia. Se observa que el margen de comercialización es superior a la media para los consumidores con potencia contratada superior a 4 kW e inferior para el resto de los consumidores.

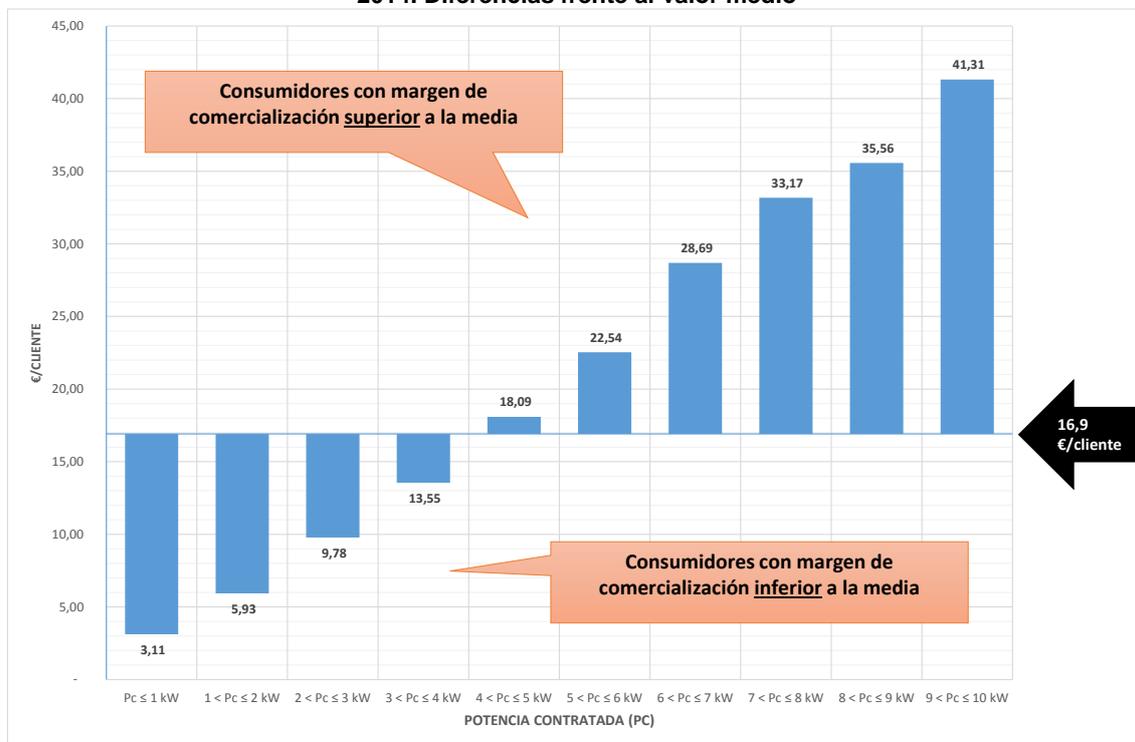
Teniendo en cuenta, que los consumidores abastecidos por los comercializadores de referencia en 2015 tienen una potencia contratada de 3,92 kW, mientras que los abastecidos por los comercializadores libres tienen una potencia contratada de 4,42 kW, los comercializadores de referencia obtendrán una retribución inferior a la de los comercializadores libres.

Lo anterior implica que los comercializadores libres están concentrando su actividad, y seguirán haciéndolo, en los sectores más atractivos (con mayores potencias contratadas), quedando el CUR obligado al suministro de los consumidores con menores márgenes, como por ejemplo, los consumidores acogidos al bono social con potencia contratada inferior a 3 kW.

---

<sup>7</sup> Resultado de aplicar los valores del término fijo (MCF) y del término variable (MCV) establecidos en el anexo del Real Decreto para 2016 (3,03 €/kW y año, y 0,001699 €/kWh, respectivamente) a las variables de facturación de los consumidores con derecho al PVPC suministrados por los comercializadores de referencia en 2015 (3,92 kW y 2.244 kWh).

**Gráfico 3. Margen comercial por tramo de potencia resultado de la aplicación de lo establecido en la propuesta de Real Decreto para 2016, considerando los consumidores con derecho al PVPC en 2014. Diferencias frente al valor medio**



Fuente: Propuesta de Real Decreto y CNMC

En tercer lugar, dado que cada comercializador de referencia abastece a consumidores con diferentes características, el margen de comercialización obtenido por cada COR, en términos de €/cliente, será diferente (véase Gráfico 4). **[INICIO CONFIDENCIAL]**

**Gráfico 4. Margen comercial por tramo de potencia resultado de la aplicación de lo establecido en la propuesta de Real Decreto para 2016, considerando los consumidores abastecidos por las COR en 2015.**

Fuente: Propuesta de Real Decreto y CNMC

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Teniendo en cuenta lo anterior, se reitera lo señalado en el Informe de esta Sala sobre el margen de comercialización y, por tanto, el margen de comercialización se debería estructurar en un término fijo en €/cliente y en un término variable en función de la energía consumida, en coherencia con la naturaleza de los costes imputados, a efectos de evitar: (i) conductas orientadas a “descremar” el mercado por parte de los comercializadores y (ii) diferencias en el margen de comercialización obtenidos por cada COR, consecuencia de las diferentes características de los consumidores abastecidos por cada una de dichas comercializadoras y no asociadas a los costes incurridos por las mismas.

#### 4.5. Sobre la retribución de la actividad

La propuesta de Real Decreto establece la retribución de la actividad en términos de un margen sobre las compras de energía del 1,05%, lo que según se indica en la Memoria correspondería con un margen sobre los costes de explotación del 8%.

Al respecto, cabe señalar que, habitualmente, el margen comercial se suele calcular bien sobre los costes o bien sobre las ventas. Sin embargo en la propuesta de Real Decreto el margen se establece como un porcentaje sobre una parte de los costes a los que se enfrenta la comercializadora de último recurso, sin que en la Memoria se justifique el motivo de dicha elección.

En el Informe sobre el margen de comercialización se propone establecer la retribución en términos de margen sobre ventas, en la medida en que es una práctica habitual empleada por los reguladores con competencias similares para establecer la retribución de aquellas actividades que no son intensivas en capital. Por otra parte, si bien en el Informe de la CNMC no se trata, al ceñirse a estudiar los costes de comercialización, los costes de explotación a los que se enfrentan las comercializadoras incluyen las compras de energía y el pago de los peajes a los distribuidores.

Respecto a la tasa de retribución de la propuesta de Real Decreto, 1,05% sobre las compras de energía o el 8% sobre los costes de explotación, que se corresponde con un margen sobre ventas del 0,25%, se debería justificar su valor. En cualquier caso se considera más adecuado que, en línea con el resto de regulaciones a nivel europeo, la retribución se estableciera como un margen sobre las ventas.

Por último, se indica que al incluir en la retribución por el ejercicio de la actividad de comercialización de referencia unos costes a recuperar mediante un término variable, la retribución obtenida por cada uno de los COR, en términos de €/cliente, dependerá de la tipología de su cartera de clientes. Así, los comercializadores de referencia que suministren a consumidores de mayor consumo obtendrán una retribución unitaria por cliente superior (véase Gráfico 5) a la de los comercializadores que suministren a clientes de menor tamaño, lo que podría resultar discriminatorio en la medida en que los COR no pueden rechazar el suministro a clientes con derecho a PVPC.

En particular, **[INICIO CONFIDENCIAL]**

**Gráfico 5. Retribución de los COR por empresa resultado de la aplicación de lo establecido en la propuesta de Real Decreto para 2016, considerando los consumidores abastecidos por las COR en 2015.**

Fuente: Propuesta de Real Decreto y CNMC

**[FIN CONFIDENCIAL]**

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se remite a la propuesta de retribución del Informe de la CNMC sobre el margen de comercialización<sup>8</sup>.

## 5. Consideraciones particulares

### 5.1. Artículo 5. Estructura de la retribución de los costes de explotación a incluir en el margen de comercialización

El artículo 5 de la propuesta de Real Decreto establece los centros de coste que se tendrán en cuenta para el establecimiento de la retribución por costes de explotación, distinguiendo entre costes de explotación fijos y costes de explotación variables.

En relación con los costes de explotación fijos la propuesta de Real Decreto distingue entre: (1) costes de contratación, (2) costes de facturación y cobro, (3) costes de atención al cliente, (4) costes de estructura, (5) costes financieros debidos a la interposición de garantías en el mercado, (6) costes fijos asociados a la TOVP y (7) otros costes de naturaleza fija debidos a medidas regulatorias.

Se considera que el Real Decreto debería detallar los componentes de coste incluidos en cada categoría, por transparencia, seguridad jurídica y dadas las obligaciones de información establecidas en el artículo 9 y la Disposición adicional quinta.

En este sentido, en la memoria que acompaña a la propuesta de Real Decreto se indica que, entre los costes de atención al cliente, no se han considerado los incurridos por la atención presencial, sin que ello tenga reflejo en el contenido de la propuesta de Real Decreto.

A la hora de detallar los conceptos de coste incluidos en cada centro de coste se podría utilizar como guía los costes que la CNMC solicitó a los agentes, que se reflejan en cada centro de coste y que aparecen detallados en el Informe de la CNMC sobre el margen de comercialización.

### 5.2. Artículo 6. Metodología de fijación de la retribución por costes de explotación

La propuesta de Real Decreto establece, en el artículo 6, la metodología para la fijación de los costes de explotación. En particular, la metodología determina

---

<sup>8</sup> Se indica que se ha detectado un error en la transcripción de la fórmula. La retribución de la actividad, en términos de €/cliente, resulta de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Retribución = \left( \frac{C_{explotación} + C_{energía} + C_{acceso} * (1 - TOVP)}{1 - (TOVP + T_r)} \right) * T_r$$

los costes unitarios de comercialización fijos de aplicación en el periodo regulatorio (n+1, n+2, n+3), tomando como referencia los costes de las tres comercializadores de referencia con menores costes unitarios correspondientes a los años n-1 y n-2. Los costes de explotación variables incluyen el coste derivado de la aplicación de la tasa de ocupación de la vía pública y el coste derivado de las obligaciones de eficiencia energética y se actualizan con carácter anual.

Respecto de la metodología establecida en el artículo 6 se formulan las siguientes observaciones.

En primer lugar, como ya se ha comentado, no parece adecuado el procedimiento para determinar los costes unitarios eficientes. En particular, se señala la necesidad de medir la eficiencia en función de las variables inductoras de coste. La metodología establecida sólo tiene en consideración los costes de comercialización de las tres comercializadoras de referencia consideradas “eficientes” con base a los menores costes unitarios fijos totales en términos de euros/cliente. Sin embargo el margen, una vez seleccionadas las empresas eficientes, se establece en términos de €/kW contratado. La eficiencia en €/cliente no necesariamente implica eficiencia en €/kW contratado.

En segundo lugar, los costes unitarios de explotación fijos se han establecido tomando los valores de los años 2013 y 2014 para el periodo regulatorio 2016, 2017 y 2018, debido a que, según se indica en la memoria que acompaña al Real Decreto, es la mejor información disponible para ese periodo. En opinión de la CNMC se debería justificar con mayor grado de detalle por qué la base de cálculo sólo incluye los ejercicios 2013 y 2014 y no un periodo mayor, dado que en el informe elaborado por esta Comisión, de fecha 19 de mayo, se dispone de información del año 2010 al 2014.

En tercer lugar, en relación a la retribución por componente variable de la tasa de ocupación de la vía pública se considera necesario señalar la inconsistencia de la metodología de cálculo recogida en el proyecto de Real Decreto con la metodología de cálculo del coste de la energía del PVPC establecida en el Real Decreto 216/2014. En particular, no se entiende la necesidad de estimar el coste de la energía, cuando el comercializador de referencia dispone de la información necesaria para calcular dicho componente en el momento de emitir la factura.

Asimismo, no se justifica por qué el coste estimado de energía empleado como base de cálculo de la tasa de ocupación de la vía pública toma como referencia la media de las cotizaciones OMIP del producto para el año n+1 de los 6 últimos meses de cotización, sin considerar ningún coeficiente de apuntamiento.

Por otra parte, cabe señalar que se debería establecer en el Real Decreto el periodo que se debería considerar para el cálculo de la media de las

cotizaciones del producto base anual en OMIP, así como la referencia para establecer el valor de los servicios de ajuste, el coste de servicio de interrumpibilidad y los pagos por capacidad (con precios diferenciados para los peajes 2.0 A, 2.0 A DHA y 2.0 A DHS).

Por último, por coherencia con la metodología de cálculo del coste de la energía del PVPC, se debería incluir en la estimación del coste de la energía los costes asociados a la financiación del OS y del OMIE.

En cuarto lugar, respecto a la retribución asociada al coste del fondo de eficiencia energética, cabe señalar que, hasta que no se publique para el año n+1 la normativa en la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética se debiera recoger en el Real Decreto que finalmente se publique que el valor provisional a utilizar será el del año n.

Finalmente, como se muestra con mayor detalle en el epígrafe 5.6 de este informe, la información proporcionada en la Memoria no permite replicar los valores recogidos en la propuesta de Real Decreto.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se propone establecer los costes unitarios fijos de comercialización con base en el Informe de la CNMC sobre el margen de comercialización y un procedimiento de cálculo para los costes variables de comercialización, de tal forma que se evite la necesidad de estimar el coste de la energía. Esta Comisión considera que el coste derivado de la tasa de ocupación de la vía pública debiera considerar la facturación real de la energía del consumidor acogido a PVPC.

En caso contrario, se propone que la Orden por la que se actualice el término variable del margen de comercialización publique todos los parámetros implicados en el cálculo del coste estimado de la energía. Esto es, el precio del producto base para el año n+1 y periodo de cotización afectado por un coeficiente de apuntamiento, el valor de los servicios de ajuste, el valor del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y los precios para la financiación del Operador del Sistema y del Operador del Mercado.

### **5.3. Artículo 7. Retribución unitaria de la actividad de comercialización de referencia**

En el artículo 7 de la propuesta de Real Decreto se establece la retribución de la actividad de comercialización de referencia como una tasa sobre las compras de la energía.

Adicionalmente a la observación general recogida en el epígrafe 4.5 de este informe, cabe señalar que cabría describir con mayor grado de detalle la metodología de cálculo del precio único establecida en el Real Decreto. En particular, se sugiere recoger en el Real Decreto la referencia de precios a emplear en el cálculo (horario, diario, mensual o anual).

Respecto al precio de la energía único, se ha considerado la media ponderada de la energía en los años n-1 y n-2, lo que parece inconsistente con la metodología de cálculo del término variable de la tasa de ocupación de la vía pública en la que se toma como referencia el valor del producto base anual correspondiente al año n+1.

Finalmente, faltaría incluir los costes asociados a los pagos por capacidad, la financiación del OMIE y del OS.

#### **5.4. Artículo 8. Revisión del margen de comercialización**

El artículo 8 establece el procedimiento de revisión del margen de comercialización, señalando que la retribución total por costes de explotación fijos (RTCEF) será revisada cada tres años, mientras que la retribución por costes de explotación variables (RCEV) se revisará anualmente.

Para ello, la CNMC deberá remitir, antes del 1 de octubre de cada año, una propuesta de actualización de la retribución de costes de explotación variables y, en su caso, una propuesta de retribución de costes de explotación y de retribución unitaria por el periodo trienal siguiente.

En relación con la actualización de los costes variables, tal y como se ha comentado anteriormente, sería más coherente con el procedimiento de determinación del PVPC sustituir el procedimiento de revisión anual por una fórmula que automáticamente determinará el valor del RCEV, en función del precio horario de mercado incorporado al PVPC, del tipo de la TOVP publicado en la correspondiente normativa y de la contribución al fondo de eficiencia energética publicado en la correspondiente Orden. Lo anterior evitaría la necesidad de publicar anualmente la revisión del RCEV e incrementaría la coherencia y previsibilidad de la fórmula.

En relación con la revisión de la retribución unitaria por el ejercicio de la actividad de comercialización de referencia, se considera que la tasa de rentabilidad debería ser revisada cada tres años, al igual que el resto de las variables implicadas, y no con carácter potestativo.

En relación con el plazo del que dispone la CNMC para la emisión del correspondiente informe se señala su insuficiencia, dado que: (i) de acuerdo a lo establecido en el artículo 9 de la propuesta de Real Decreto, los comercializadores de referencia deben remitir la información necesaria para el cálculo de la CNMC el 1 de julio; (ii) que la CNMC dispone hasta el 15 de julio para requerir a las COR la subsanación o remisión de la información requerida; y (iii) que en determinados casos podría ser necesarios cursar a los agentes solicitudes de aclaración sobre la información remitida.

### **5.5. Artículo 9. Obligaciones de información**

El artículo 9 de la propuesta de Real Decreto detalla las obligaciones de información de las COR en relación con el margen comercial del PVPC y la supervisión y control de su actividad por parte de las autoridades.

En relación con las obligaciones de información, se señala lo siguiente:

En primer lugar, no se considera oportuno que la información deba ser remitida tanto a la DGPEM y a la CNMC, pero que únicamente la CNMC deba proceder a reclamar la subsanación o la falta de remisión de la información, dado que existe un elevado riesgo de que la información que tengan ambas administraciones sea inconsistente.

En segundo lugar, se debería especificar qué información deben remitir los agentes en el informe que acompaña al anexo en formato electrónico, dado que ni en el artículo 9 ni en la disposición adicional quinta se hace referencia al contenido de dicho informe.

Finalmente, se debería recoger expresamente la posibilidad de solicitar aclaraciones sobre la información recibida, tanto por parte de la DGPEM, como por parte de la CNMC, y no sólo en el caso de que la información no reúna los requisitos exigidos o no haya sido remitida.

### **5.6. Disposición adicional primera. Valores del margen de comercialización a incluir en el precio voluntario para el pequeño consumidor de aplicación en los años 2016, 2017 y 2018.**

La Disposición adicional primera establece que los valores de los términos fijos del margen de comercialización de aplicación en el periodo 2016-2018 y el valor del término variable de aplicación en 2016 serán los establecidos en el apartado 1 del Anexo de la propuesta de Real Decreto. No obstante, a efectos de la regularización de los importes comprendidos entre el 1 de enero de 2016 y la entrada en vigor del Real Decreto será de aplicación el valor establecido en el apartado 3 de la disposición transitoria única.

En relación con los valores establecidos en el apartado 1 del Anexo se indica que, con la información disponible en la Memoria, no ha sido posible replicarlos. En particular, aplicando la metodología establecida en el artículo 6 a los datos disponibles por la CNMC se obtiene que los términos fijo y variable del margen de comercialización ascienden a 3,23 €/kW contratado y 0,01754 €/kWh respectivamente (véanse Cuadro 3 y Cuadro 4).

**Cuadro 3. Término fijo del margen de comercialización de la propuesta de Real Decreto y estimado por la CNMC conforme a la metodología establecida en el artículo 6**

Componentes fijos margen comercial	Unidad	Propuesta RD	Cálculo CNMC
Costes explotación sin TOVP y sin Fondo de eficiencia (3 COR más eficientes)	€/cliente	12,30	12,25
Costes explotación sin TOVP y sin Fondo de eficiencia (3 COR más eficientes)	€/kW y año	3,04	3,18
Termino fijo TOVP (€/kW)	€/kW y año	0,05	0,05
<b>Término fijo margen de comercialización</b>	<b>€/kW y año</b>	<b>3,09</b>	<b>3,23</b>

Fuente: propuesta de Real Decreto y CNMC

**Cuadro 4. Término variable del margen de comercialización de la propuesta de Real Decreto y estimado por la CNMC conforme a la metodología establecida en el artículo 6**

Coste estimado de la energía (€/MWh)	Propuesta RD (1)	Cálculo CNMC
<b>Coste estimado de la energía (€/MWh)</b>	57,77	61,41
Contrato base OMIP	n.d.	47,33
Servicios Ajuste	n.d.	4,31
Pagos por capacidad	n.d.	7,72
Interrumpibilidad	n.d.	1,91
OS	n.d.	0,11
OMIE	n.d.	0,02

Componentes variables del margen comercial (€/kWh)	Propuesta RD	Cálculo CNMC
Coste eficiencia	0,000275	0,000275
Coste variable TOVP	0,000892	0,000947
Retribución unitaria	0,000532	0,000532
<b>Total</b>	<b>0,001699</b>	<b>0,001754</b>

Fuente: propuesta de Real Decreto y CNMC

(1) Despejado de la fórmula del coste variable de la TOVP

Por otra parte, no se considera necesaria la conversión de los términos fijo y variable del margen de comercialización a un único término fijo a efectos de las regularizaciones previstas en la disposición transitoria única, en la medida en

que la aplicación de ambos términos no añade complejidad a la facturación y, además, el hecho de aplicar un único término penaliza a los clientes de menor tamaño.

#### **5.7. Disposición adicional segunda. Aplicación de los valores del margen de comercialización del precio voluntario para el pequeño consumidor para los años 2014, 2015 y 2016.**

La Disposición adicional segunda establece que los valores de los términos fijos y variables del margen de comercialización de aplicación en el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2014 y la entrada en vigor del Real Decreto serán los establecidos en el apartado 2 del Anexo de la propuesta de Real Decreto. En particular, el término fijo del margen de comercialización se corresponde con el término fijo establecido para el periodo regulatorio 2016-2018, mientras que el término variable se fija para cada uno de los periodos.

En relación con la citada disposición se formulan las siguientes observaciones.

En primer lugar, se considera necesario justificar el motivo por el cual se mantiene el término fijo y la retribución unitaria estimados para el periodo 2016-2018 en el periodo 2014-2015 y no se aplica la metodología establecida en los artículos 6 y 7 de la propuesta de Real Decreto.

En segundo lugar, se debería recoger expresamente, en la disposición adicional segunda, que la retribución unitaria incluida en el término variable se corresponde con la calculada para el periodo regulatorio 2016-2018.

Por último, respecto de los valores de los términos fijos incluidos en el apartado 2 del Anexo se señala que la información contenida en la Memoria que acompaña a la propuesta de Real Decreto no permite replicarlos.

En el Cuadro 5 se muestran los valores de los términos variables que se obtienen para los ejercicios sujetos a regularización. Se observa que, en todos los ejercicios, el coste estimado de la energía calculado por la CNMC difiere del implícito en el término variable de la propuesta de Real Decreto. Se indica que en el coste estimado de la energía calculado por la CNMC se ha tomado el promedio de las cotizaciones en los seis meses anteriores<sup>9</sup> del producto base para el año correspondiente, el valor de los servicios de ajuste, del servicio de interrumpibilidad y de los pagos por capacidad de los comercializadores de referencia del año n-1 y se ha incluido el coste asociado a la financiación del operador del mercado y del operador del sistema.

Cabe señalar que, si bien no se indica, ni en la propuesta de Real Decreto, ni en la Memoria que le acompaña, parece que en la estimación del coste de la

---

<sup>9</sup> Se han tomado las cotizaciones comprendidas entre el 1 de julio y el 31 de diciembre

energía de los ejercicios 2014 y 2015 se ha tomado el precio final de mercado registrado para los comercializadores de referencia en dichos ejercicios. Si bien se considera adecuado tomar dicha referencia de precio, se propone recogerlo en la redacción de la disposición adicional segunda.

**Cuadro 5. Términos variable del margen de comercialización de la propuesta de Real Decreto y estimado por la CNMC conforme a la metodología establecida en el artículo 6 para los ejercicios 2014, 2015 y 2016**

	Propuesta RD			Cálculo CNMC		
Coste estimado de la energía (€/MWh) (1)	2014	2015	2016	2014	2015	2016
<b>Coste estimado de la energía (€/MWh)</b>	57,52	65,72	57,77	63,02	62,67	61,41
Contrato base OMP	n.d.	n.d.	n.d.	48,21	47,70	47,33
Servicios Ajuste	n.d.	n.d.	n.d.	5,62	5,80	4,31
Pagos por capacidad	n.d.	n.d.	n.d.	9,06	9,04	7,72
Interrumpibilidad	n.d.	n.d.	n.d.	-	-	1,91
OS	n.d.	n.d.	n.d.	0,11	0,11	0,11
OMIE	n.d.	n.d.	n.d.	0,02	0,02	0,02
<b>Componentes variables del margen comercial (€/kWh)</b>						
Coste eficiencia	0,000133	0,000269	0,000275	0,000116	0,000269	0,000275
Coste variable TOVP	0,000886	0,001013	0,000892	0,000970	0,000967	0,000947
Retribución unitaria	0,000532	0,000532	0,000532	0,000532	0,000532	0,000532
<b>Total</b>	<b>0,001551</b>	<b>0,001814</b>	<b>0,001699</b>	<b>0,001618</b>	<b>0,001768</b>	<b>0,001754</b>

Fuente: propuesta de Real Decreto y CNMC

(1) Despejado de la fórmula del coste variable de la TOVP

Adicionalmente, cabe señalar que, como resultado de aplicar al consumidor medio de la Memoria que acompaña a la propuesta de Real Decreto los términos fijos y variables de los ejercicios 2014, 2015 y 2016, no se obtienen los términos fijos establecidos en el Anexo.

En cualquier caso, si bien no se considera necesaria la conversión de los términos fijo y variable del margen de comercialización a un único término fijo a efectos de las regularizaciones previstas en la disposición transitoria única, hubiera sido más adecuado considerar el consumidor medio de cada ejercicio.

### **5.8. Disposición adicional tercera. Liquidación a las comercializadoras de referencia de las cantidades derivadas de la aplicación del valor del margen de comercialización establecido para los años 2014, 2015 y 2016 a los consumidores acogidos al bono social.**

No se considera necesario que el organismo encargado de las liquidaciones cree una cuenta específica en régimen de depósito para las regularizaciones a los consumidores acogidos al bono social, dado que en la actualidad ya existe en la CNMC una cuenta específica para los cobros/pagos del bono social, en la

que se podrían incluir estas regularizaciones que estarían perfectamente identificadas como tal.

#### **5.9. Disposición adicional quinta. Resolución por la que se establecen criterios de entrega de información**

La Disposición adicional quinta de la propuesta de Real Decreto establece que, con el fin de que toda la información aportada sobre los costes de explotación presente un carácter homogéneo, el titular de la DGPEM establecerá mediante Resolución, antes del 1 de marzo de 2017, los criterios que deberán seguirse para entregar dicha información. Para ello, la CNMC deberá remitir una propuesta de Resolución y de anexo antes del 1 de febrero de 2017.

Por otra parte, del contenido de la memoria que acompaña a la propuesta de Real Decreto, parece desprenderse que uno de los objetivos de la norma es el establecimiento de una contabilidad regulatoria de costes.

Si ello fuera así, se considera necesaria la modificación del redactado del punto primero de la disposición adicional quinta, en la medida en que no se recoge claramente el establecimiento de una contabilidad regulatoria de costes, sino de criterios de entrega de información, lo que es más genérico y menos detallado que una contabilidad regulatoria de costes.

En relación con la contabilidad regulatoria de costes cabe señalar que consiste en la definición de reglas de asignación homogéneas para todas las empresas de las distintas partidas de coste disponibles en la contabilidad financiera a los centros de coste que previamente se hayan definido, centros de coste que debieran definirse en coherencia con la metodología de retribución.

Al respecto cabe señalar que la propuesta por la CNMC requeriría la remisión de una información diferente a la que es necesaria para aplicar la propuesta de Real Decreto, en la medida en que, en el primer caso, se incluye a todas las comercializadoras y, en el segundo, únicamente a las comercializadoras de referencia.

Adicionalmente, dado que la propuesta de la CNMC establece el margen de comercialización como la suma de los costes establecidos para cada centro de coste, es especialmente relevante asegurar que los criterios utilizados por cada comercializador para establecer los costes incorporados en cada centro sean homogéneos y solicitar también los valores de las variables que permitan analizar la eficiencia de cada empresa en cada centro de coste.

Por el contrario, en la metodología considerada en la propuesta de Real Decreto, lo relevante es el coste total unitario declarado por las comercializadoras, con lo que la necesidad de establecer criterios homogéneos por centro de coste es menos relevante y es más importante asegurarse que las empresas no incorporan costes que no son retribuíbles.

### **5.10. Disposición transitoria única. Regularización de cuantías por aplicación de la metodología prevista en el presente real decreto.**

La Disposición transitoria única establece el procedimiento de regularización de las cuantías por aplicación de la metodología prevista en el presente Real Decreto, que se caracteriza por:

1. Regularización a través de una facturación adicional en función de la potencia contratada del consumidor desde abril de 2014 hasta la entrada en vigor del Real Decreto.
2. La regularización se aplicará en 2014 y 2015 a los consumidores acogidos a las tarifas de último recurso y en 2016 a los consumidores acogidos al bono social.
3. Las regularizaciones se aplicarán a cada uno de los puntos de suministro con contratos en vigor a los que resultara de aplicación el precio voluntario para el pequeño consumidor en cada uno de los periodos afectados.
4. Las regularizaciones que sean a abonar al consumidor se facturarán a partir de la facturación inmediatamente posterior a la entrada del Real Decreto en un plazo máximo de nueve meses.
5. En el caso de que una comercializadora de referencia decidiese no regularizar las cuantías correspondientes según el presente artículo para cualquiera de los años 2014, 2015 o 2016, siempre que el saldo a efectos de pago sea a abonar por el consumidor, quedará obligada a aplicar dicha exención a todos sus clientes.

En relación con el contenido de la disposición transitoria única de la propuesta de Real Decreto se realizan los siguientes comentarios:

#### *Sobre el procedimiento de refacturación*

Los consumidores abastecidos por las comercializadoras de referencia entre abril de 2014 y la entrada en vigor del Real Decreto pueden encontrarse, actualmente, en alguna de las siguientes situaciones: (i) seguir siendo suministrados por un comercializador de último recurso, (ii) estar siendo suministrados por un comercializador distinto, o (iii) haber procedido a dar de baja el suministro.

En el caso que el consumidor continúe siendo abastecido por la comercializadora de último recurso que le facturó originalmente, el procedimiento de refacturación consiste en incluir un nuevo término de facturación en las facturas que realice el COR.

En el caso de los consumidores que han pasado a ser suministrados por una comercializadora a precio libre, los COR ya no tienen ningún tipo de relación

contractual, lo que dificultará las refacturaciones de periodos anteriores. Al respecto se considera necesario recoger expresamente en el Real Decreto la habilitación del comercializador de referencia para refacturar a consumidores con los que ya no tiene una relación contractual.

De acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones eléctricas, los COR abastecieron en abril de 2014 a 14,94 millones de consumidores, mientras que en febrero de 2016 abastecieron a 12,38 millones de consumidores, lo que implica refacturar a 2,56 millones de consumidores que ya no son abastecidos por los COR.

#### *Sobre los consumidores acogidos a las tarifas de último recurso*

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 216/2014, tanto la tarifa de último recurso para los consumidores vulnerables, como 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, se vinculan a los precios del PVPC.

Por tanto, la modificación retroactiva del PVPC implica necesariamente la refacturación a ambos colectivos de consumidores desde abril de 2014 hasta la fecha de entrada en vigor del Real Decreto y no únicamente en 2014 y 2015 a los consumidores acogidos a las tarifas de último recurso y en 2016 a los consumidores acogidos al bono social.

Teniendo en cuenta que los consumidores acogidos a dichas tarifas de último recurso tienen recargos y/o descuentos sobre el precio del PVPC, el Real Decreto debería de establecer, al objeto de evitar malinterpretaciones, los valores de aplicación a la regularización aplicable a dichos consumidores o, al menos, que para dichos consumidores serán de la aplicación los recargos y/o descuentos establecidos en la normativa vigente.

#### *Sobre la necesidad de prorratear los consumos de energía*

El apartado 1.b de la disposición transitoria única establece que los consumos de energía que correspondan a un período de facturación que incluya algún periodo anterior al 1 de abril de 2014, se distribuirán a efectos de su regularización proporcionalmente a la parte del tiempo transcurrido en que haya estado en vigor cada uno de los mecanismos de cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor.

Teniendo en cuenta que los importes a regularizar se facturan en función de la potencia contratada, no se considera necesaria la inclusión de dicha previsión.

#### *Sobre la información a proporcionar a los consumidores*

Se considera que es necesario proporcionar a los consumidores información adecuada de la refacturación, aunque los importes a refacturar sean modestos.

Lo anterior determinará la necesidad de que el importe de la regularización aparezca como un importe separado en la factura y que se proporcione, al menos, una sucinta explicación sobre los motivos de la refacturación, especialmente si el consumidor no tiene ya contrato de suministro con un COR.

#### *Sobre la posibilidad de las COR de no regularizar las cantidades*

El apartado 6 de la disposición transitoria única establece que si los COR decidiesen no regularizar las cuantías correspondientes a 2014, 2015 o 2016 a un consumidor, quedará obligada a aplicar dicha exención a todos sus clientes.

Un análisis coste-beneficio del impacto de las refacturaciones, unido a la posibilidad recogida en el punto 6, podría conducir a la decisión de no refacturar importe alguno. Según la información disponible por la CNMC el coste de impresión, ensobrado, envío de la factura y gestión de cobro, sin considerar otros costes adicionales tales como la modificación de los sistemas, ascendería a 0,73 €/cliente, mientras que el resultado de refacturar al consumidor medio de la propuesta de Real Decreto (4,02 kW de potencia contratada) desde el 1 de abril de 2014 a 31 de julio de 2016 ascendería a 1,60 €/cliente.

Se considera necesario incluir en la propuesta de Real Decreto que cualquier COR que decidiese no refacturar a ningún consumidor, lo comunique tanto a la DGPEM como a la CNMC, a los efectos oportunos.

## **6. Sobre la información contenida en la Memoria de Análisis del Impacto Normativo (MAIN)**

Se formulan las siguientes observaciones al contenido de la Memoria:

- Cabe recordar que la Ley 24/2013 configura como una obligación de servicio público para las comercializadoras de referencia el suministro a los consumidores vulnerables, pero no el suministro al PVPC como se recoge en la Memoria.
- La memoria que acompaña a la propuesta de Real Decreto parece señalar que las sentencias del Tribunal Supremo 395/2014, 396/2014 y 358/2014, por las que se declaró nulo el valor del margen de comercialización de 4 €/kW establecido en el Real Decreto 216/2014, contemplan que es necesario contar con el informe que elabore la Comisión sobre el margen de comercialización para proceder a la efectiva ejecución de las mismas.

No obstante, se indica que en los incidentes de ejecución de las sentencias 395/2014<sup>10</sup> y 396/2014<sup>11</sup>, la Sala de lo Contencioso del Tribunal Supremo señala que no es óbice la dilación en redactar el Informe requerido por el Secretario de Estado de Energía con fecha 19 de noviembre de 2015 a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para la ejecución de las mismas.

- La CNMC en su informe no pretende el reconocimiento de los costes para realizar la actividad de comercialización de referencia de energía eléctrica, tal y como se recoge en la Memoria, sino que el informe de la CNMC responde al mandato recogido en la citada disposición adicional octava del Real Decreto 216/2014.
- La existencia de economías de escala en la actividad de comercialización determina que la pérdida de clientes no implique una reducción proporcional de los costes unitarios.
- Durante el periodo de análisis se han introducido cambios normativos con impacto en los costes de comercialización, tales como refacturaciones por peajes de acceso, cambios en la periodicidad de la facturación y la introducción de un modelo de factura para los comercializadores de referencia, entre otros.
- La CNMC no dispone de información sobre los costes de comercialización de las ocho comercializadoras de referencia, dado que tres de ellas fueron designadas con posterioridad a la solicitud de información.
- No se considera adecuado recoger en la Memoria que las comercializadoras libres deben competir con el PVPC a través de la venta de otros productos y/o servicios, en la medida en que, implícitamente, se está reconociendo la insuficiencia de dicho margen y podría implicar una distorsión, tanto en el mercado de suministro eléctrico, como en los mercados asociados a dichos productos y/o servicios. En este sentido, se estaría estableciendo una barrera de entrada a nuevos comercializadores, ya que las únicas empresas que ofertan estos servicios son las empresas energéticas tradicionales.

---

<sup>10</sup> Disponible en:

<http://www.poderjudicial.es/search/doAction?action=contentpdf&databasematch=TS&reference=7696394&links=Real%20Decreto%20216%2F2014&optimize=20160613&publicinterface=true>

<sup>11</sup> Disponible en:

<http://www.poderjudicial.es/search/doAction?action=contentpdf&databasematch=TS&reference=7696395&links=Real%20Decreto%20216%2F2014&optimize=20160613&publicinterface=true>

## 7. Conclusión

La metodología contenida en la propuesta de Real Decreto, se desvía sustancialmente de la propuesta que se hizo en el Informe de esta Sala sobre el margen de comercialización. En particular, no se detallan los componentes de coste considerados en cada uno de los centros de costes que se incorporan en el cálculo de los costes unitarios, ni se motiva suficientemente el criterio adoptado para el establecimiento de los costes unitarios de comercialización, ni la razonabilidad de la retribución por el ejercicio de la actividad.

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese a la Secretaría de Estado de Energía.

# **ANEXO I. ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD**

**(CONFIDENCIAL)**

