

IPN 103/13 ANTEPROYECTO DE LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO

El Consejo de la Comisión Nacional de la Competencia, en su reunión de 9 de septiembre de 2013, ha aprobado el presente informe, relativo al Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico (en adelante, el APL).

La solicitud de informe fue remitida a esta Comisión el 16 de julio de 2013. La documentación recibida consiste en una versión del mencionado APL, junto con la Memoria del Análisis de Impacto Normativo (MAIN).

El presente informe se adopta en ejercicio de las competencias consultivas en relación con proyectos y proposiciones de normas que afecten a la competencia, que le atribuye el artículo 25.a) de la *Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia*¹ (LDC).

I. ANTECEDENTES

El Consejo de Ministros, en su reunión de 12 de julio de 2013, y en el marco de una reforma sobre el sistema eléctrico, aprobó el *Real Decreto-ley 9/2013 por el que se adoptan medidas para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*² y el *Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico* objeto de este informe. Se prevé completar esta reforma con el desarrollo de la nueva norma mediante Reales Decretos³ y Órdenes Ministeriales, sobre los que hasta el momento no se han recibido solicitudes de informe en aplicación del art. 25 LDC.

¹ La CNC continúa ejerciendo la competencia del artículo 25.a) de la Ley 15/2007 según lo indicado en la Disposición Transitoria tercera de la *Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (LCNMC)*.

² Ya en vigor, después de publicarse en el [BOE de 13 de julio de 2013](#).

³ Entre ellas, destacan el Proyecto de Real Decreto (en adelante, PRD) por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica; el PRD por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica; el PRD por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos; el PRD por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo; el PRD por el que se regulan los mecanismo de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción eléctrica; el PRD por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares; y el PRD por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica.

Se declaran como principales objetivos de la reforma iniciada la consecución del equilibrio definitivo del sistema eléctrico, garantizando el suministro de energía eléctrica al consumidor al menor coste posible y de la forma más transparente.

El Real Decreto-ley 9/2013 (RDL 9/2013), pieza inicial del proceso de reforma, incluye nuevos principios para la retribución de las actividades reguladas de transporte, distribución y generación en régimen especial. Dicha retribución se establecerá atendiendo a los costes para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, y al rendimiento de las obligaciones del Estado a diez años incrementado en un determinado diferencial. Para el cálculo de la retribución para cada actividad resultará necesario el correspondiente desarrollo reglamentario. Hasta que dicho desarrollo se produzca, el RDL 9/2013 prevé la aplicación de un régimen transitorio para la retribución de las actividades de transporte y distribución.

El RDL 9/2013 aborda también otras cuestiones, como la modificación de la Ley de Presupuestos Generales del Estado para 2013 con el objeto de hacer frente a determinadas necesidades de financiación derivadas del déficit de tarifa, establece los criterios básicos para calcular el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo para las instalaciones de producción, y fija determinados criterios para el reparto del coste del bono social entre los grupos empresariales que desarrollen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización de energía eléctrica.

El Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico (APL) deroga casi en su totalidad la *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico* (Ley 54/1997), abordando la sostenibilidad económica y financiera del sistema; la producción, el transporte y la distribución de energía eléctrica; el suministro eléctrico; el régimen de autorizaciones, expropiación y servidumbres; y el régimen de infracciones, sanciones e inspecciones. Su contenido concreto se desarrolla en el siguiente apartado.

II. CONTENIDO

El **APL** consta de exposición de motivos, ochenta artículos que se agrupan en **diez títulos, siete disposiciones adicionales, cinco disposiciones transitorias, una disposición derogatoria y cuatro disposiciones finales**.

El **Título I** contiene las **disposiciones generales** en donde se establece el objeto y las finalidades de la norma (artículo 1); el régimen de actividades, introduciendo como novedad la consideración del suministro de energía eléctrica como un servicio de interés económico general (SIEG) (artículo 2); se concretan las competencias de la Administración General del Estado (artículo 3); se regulan los aspectos básicos de la planificación eléctrica estableciéndose, como novedad, criterios de flexibilidad y la posibilidad de una revisión excepcional de la misma ante hechos sobrevenidos que afecten a la eficiencia, garantía o seguridad (artículo 4); así como la necesaria coordinación de la planificación con los planes urbanísticos (artículo 5).

El **Título II** lleva por rúbrica **Ordenación del suministro**. En el artículo 6 se definen los sujetos que desarrollan las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica. El artículo 7 regula los casos en los que el Gobierno podrá adoptar medidas especiales para garantizar la seguridad del suministro y en qué podrán consistir las mismas, contemplándose, como novedad, la operación directa de las instalaciones de generación, transporte y distribución. El artículo 8 regula el funcionamiento del sistema, distinguiendo entre las actividades reguladas y las de libre ejercicio, sin innovaciones destacables respecto de la regulación vigente.

Se regula mediante el artículo 9 el autoconsumo, distinguiendo tres modalidades, y estableciéndose que las instalaciones que estén conectadas al sistema deberán contribuir a la cobertura de los costes y servicios del sistema eléctrico en los mismos términos que la energía consumida por el resto de sujetos del sistema.

El artículo 10 contempla la aplicación de un régimen específico a las actividades para el suministro de energía eléctrica en territorios no peninsulares. En el artículo 11 se regulan los intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad, sin innovaciones destacables respecto de la regulación vigente.

En relación con la separación de actividades, el artículo 12 introduce novedades, i) estableciendo la responsabilidad de los administradores de las sociedades para garantizar la independencia de las personas responsables de la gestión que realicen actividades reguladas, ii) prohibiendo que las empresas distribuidoras y comercializadoras de referencia creen confusión respecto a la identidad del resto de entidades del mismo grupo que realicen actividades de comercialización, y iii) eliminando la exención de las obligaciones de separación de actividades para empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes contemplada en la normativa vigente⁴.

El APL introduce un **nuevo Título III** relativo a la **sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico**, de forma que todas las actuaciones de las Administraciones Públicas y demás sujetos comprendidos en el ámbito de aplicación de la Ley están sometidos a dicho principio.

El artículo 13 define los ingresos y costes del sistema eléctrico, e introduce dos principios básicos: la suficiencia de los ingresos del sistema para satisfacer los costes del sistema eléctrico, y la necesidad mantener el equilibrio del sistema ante cualquier medida que suponga un incremento de los costes o una reducción de los ingresos, elaborándose una previsión, revisable anualmente, con un horizonte de seis años. Se mantiene la financiación de parte de los costes del sistema por los consumidores así

⁴ Si bien, como se señala posteriormente, la Disposición Transitoria 4ª establece un periodo de adaptación de tres años.

como por los contribuyentes a través de partidas incluidas en los Presupuestos Generales del Estado.

El artículo 14 regula la retribución de las actividades, estableciendo como criterio para el cálculo de las mismas los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada. Los parámetros de retribución podrán revisarse cada seis años. Se contempla además la posibilidad de existencia de un concepto retributivo adicional en los territorios no peninsulares y de un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos. El APL se remite a diferentes desarrollos reglamentarios para concretar la retribución de las distintas actividades.

El artículo 15 regula los criterios generales de redes y los criterios de funcionamiento de las instalaciones de generación con retribución regulada. El artículo 16 se refiere a los peajes de acceso a las redes y los cargos necesarios para cubrir otros costes de las actividades del sistema, que se fijarían conforme a la metodología que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR), respectivamente.

El artículo 17 regula los Precios Voluntarios para el Pequeño Consumidor (PVPC) y la Tarifa de Último Recurso (TUR). Como novedad, cabe resaltar que los PVPC pasan a ocupar la posición que anteriormente desempeñaba la TUR, mientras que la nueva TUR queda ahora reservada para dos supuestos: uno, para las tarifas de los consumidores que tienen la condición de vulnerables, y a los que se aplica el bono social, siendo la TUR de este colectivo la tarifa resultante de aplicar al PVPC el descuento correspondiente al bono social; dos, a los consumidores que sin tener derecho a acogerse al PVPC, no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre, siendo en este caso la TUR aplicable a este colectivo el PVPC más los recargos que en su caso se establezcan para incentivar el acceso de estos consumidores a dicho mercado.

El artículo 18 se refiere al cobro y liquidación de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas. En él se establece como novedad que las liquidaciones se establecerán mensualmente, y se contempla el procedimiento a seguir en el caso de sujetos que incumplan con su obligación de ingresar en plazo las cantidades que les correspondan.

El artículo 19 regula los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema, estableciendo determinados límites que intentan evitar elevados déficit de tarifa. En particular, se establece que en caso de que se produzca un desajuste por déficit de ingresos, su cuantía no podrá superar el 2,5% de los ingresos estimados del sistema para dicho año, y la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 10% de los ingresos estimados del sistema para dicho año. Los peajes o cargos que correspondan se revisarán al menos en un total equivalente a la cuantía en que se sobrepasen los citados límites porcentuales.

El artículo 20, relativo a contabilidad e información, aumenta las obligaciones en dichas materias para las empresas que realicen actividades eléctricas, especialmente en el caso de empresas dedicadas a la producción con retribución regulada o libre. También se contempla la posibilidad de que el operador del sistema pueda dictar órdenes de funcionamiento para la comprobación de la capacidad de producción.

El **Título IV** regula la **producción de energía eléctrica**. El artículo 21 tiene como principal novedad la eliminación de los conceptos diferenciados de régimen ordinario y régimen especial, si bien mantiene el sometimiento de la actividad de producción a la previa autorización administrativa. El artículo 22 regula los aprovechamientos hidráulicos para la producción de energía eléctrica sin realizar innovaciones respecto de la regulación vigente.

El artículo 23 se refiere al sistema de ofertas en el mercado diario de producción de energía eléctrica, estableciéndose con carácter general la obligación de realizar ofertas, incluso para las antiguas unidades de producción de régimen especial. El artículo 24 regula la demanda y contratación de la energía producida, contemplándose el desarrollo reglamentario de nuevas modalidades de contratación como la compraventa a plazo de energía y contratos de carácter financiero que tengan como subyacente la energía eléctrica.

El artículo 25 señala que el Gobierno podrá establecer procedimientos para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción que utilicen fuentes de energía primaria autóctonas (por ejemplo, carbón nacional) y contiene excepciones al sistema de ofertas, con la exclusión de la producción de los sistemas aislados de los territorios no peninsulares en tanto dichos sistemas no estén efectivamente integrados con el sistema peninsular.

El artículo 26 establece los derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica, incrementándose las obligaciones de facilitar información a las Administraciones Públicas y organismos reguladores. El artículo 27 regula el Registro de régimen retributivo específico, creado en el RDL 9/2013 para el adecuado seguimiento de la retribución otorgada a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

El **Título V** se refiere a la **gestión económica y técnica del sistema eléctrico**. En los artículos 28 a 30 se delimitan las funciones del Operador del Mercado (OM) y del Operador del Sistema (OS), el primero asumiendo la gestión del sistema de ofertas de compra y venta en el mercado diario, y el segundo debiendo garantizar la continuidad y seguridad del suministro y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte. Además, en el artículo 31 se contempla la certificación de la CNMC en caso de que el gestor del sistema quede bajo el control de una o varias personas de uno o más terceros países. Por otro lado, en el artículo 32 se regulan los permisos de conexión y acceso y los mecanismos de resolución de discrepancias.

El **Título VI** tiene por objeto el **transporte de energía eléctrica**. Los artículos 34 a 37 regulan la red de transporte primaria y secundaria, los títulos habilitantes para el ejercicio de la actividad (autorizaciones), el acceso a las redes y los derechos y obligaciones del transportista.

El **Título VII** se refiere a la **distribución de energía eléctrica**. Los artículos 38 a 42 regulan la actividad de distribución, definen las instalaciones de distribución, los títulos habilitantes para el ejercicio de la actividad (autorizaciones), las obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras, el acceso a las redes de distribución y la regulación especial aplicable a las denominadas líneas directas, que enlazan una instalación de producción con un consumidor, ambos pertenecientes al mismo grupo empresarial.

El **Título VIII** trata del **suministro de energía eléctrica**. En los artículos 43 a 52 se regula lo referente a dicha actividad de suministro y los derechos y obligaciones de los consumidores (destacando especialmente el del cambio de suministrador), los posibles incumplimientos de las empresas comercializadoras y los planes de ahorro y eficiencia energética.

Además, se precisa el concepto de consumidor vulnerable, que se remite a las características sociales, de consumo y de poder adquisitivo que se determinen reglamentariamente. Se contempla el denominado bono social, considerándolo una obligación de servicio público que debe ser asumida por las matrices de los grupos empresariales o sociedades que desarrollen simultáneamente las actividades de producción, distribución y comercialización.

Por otro lado, se regulan las obligaciones y derechos de las empresas comercializadoras en relación al suministro, se define el servicio de recarga energética y se contemplan ciertas medidas de mejora de la gestión de la demanda. Adicionalmente se regula lo referente a la calidad y suspensión del suministro.

El **Título IX** se refiere a las **Autorizaciones, Expropiación y Servidumbres**. En los artículos 53 a 59 se regulan los tipos de autorizaciones para la construcción, explotación y modificación sustancial de las instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas. Además, se detalla el procedimiento para la expropiación de algún activo, desde la solicitud de declaración de utilidad pública hasta los efectos de la misma, incluidas las servidumbres de paso y sus limitaciones.

El **Título X** regula el **Régimen de infracciones, sanciones e inspecciones**. En los artículos 61 a 80 se clasifican las infracciones en muy graves, graves y leves, estableciendo las sanciones (multa) que corresponden a cada una de estas categorías. Además, se contemplan las denominadas sanciones accesorias (inhabilitación, modificación de la autorización, pérdida de la posibilidad de obtener ayudas o subvenciones) y otras medidas de diferente naturaleza. Se regula también lo relativo a

la concurrencia de responsabilidades, la competencia para imponer sanciones y la prescripción de infracciones y sanciones.

Adicionalmente, se regula el procedimiento sancionador en sus fases más relevantes (iniciación, medidas provisionales, instrucción, plazo para resolver y notificar y los efectos de la resolución). Por otra parte, se contempla también la posibilidad de realizar inspecciones por parte de empleados públicos del MINETUR, asignándoles el APL diferentes facultades y un plazo límite de 12 meses para llevarlas a término.

Las **siete Disposiciones Adicionales del APL tienen por objeto:** la intervención administrativa de empresas eléctricas; la ocupación del dominio público marítimo terrestre por líneas de alta tensión; los efectos de la falta de resolución expresa; las servidumbres de paso; la capacidad jurídica de los sujetos del mercado ibérico de la electricidad (MIBEL); la financiación de los desajustes del sistema eléctrico y la prescripción de los derechos y obligaciones del sistema eléctrico.

En las **cinco Disposiciones Transitorias** que dispone el APL entre las que además de las cuestiones propias del Derecho transitorio aplicable a los expedientes de instalaciones eléctricas en tramitación, destacan la DT3^a, relativa a la Oficina de Cambio de Suministrador (OCSUM), que se suprimirá en julio de 2014, atribuyéndose sus funciones a la CNMC a partir de dicha fecha; y la DT4^a, relativa a la obligatoriedad de separación jurídica de actividades de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes en un plazo de tres años.

En cuanto a la **Disposición Derogatoria**, el APL deroga casi en su totalidad la Ley 54/1997⁵. Quedan también derogadas expresamente la Disposición Adicional Primera del *Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico* y los artículos 3 y 4 del *Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero*.

Por último, el APL dispone de **cuatro Disposiciones Finales**, destacando la relativa a la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997 (Suficiencia de los peajes de acceso y desajustes de ingresos de las actividades reguladas del sector eléctrico), que mantiene su vigencia con las modificaciones introducidas; la relativa al carácter básico de la ley (salvo excepciones relativas a los procedimientos administrativos contemplados en la misma); la que concede la habilitación normativa al Gobierno para el desarrollo reglamentario y la que regula su entrada en vigor, en concreto, al día siguiente de su publicación en el BOE (salvo el artículo 33, relativo a los permisos de acceso y conexión, que se demora hasta que el Gobierno apruebe los criterios técnicos para su concesión).

⁵ Salvo las disposiciones adicionales cuarta, sexta, séptima, décima, vigésima primera, vigésimo tercera y vigesimosexta, que no quedan derogadas

III. OBSERVACIONES

El APL objeto de informe forma parte de un paquete más amplio de medidas de reforma del sector eléctrico, entre las que destacan el RDL 9/2013 y diversas normas de rango reglamentario que desarrollan la normativa y concretan, con efectos significativos sobre la competencia, el contenido de la reforma eléctrica para cada actividad. Estamos, al fin y al cabo, ante la reforma integral del sector eléctrico.

En la medida en que la normativa de rango reglamentario no ha sido remitida por el órgano proponente a la CNC para su necesaria evaluación desde la perspectiva de competencia, la valoración de la reforma eléctrica proyectada que se efectúa en los siguientes apartados se ve seriamente limitada y condicionada, al no ser posible tener una visión completa y adecuada del diseño del nuevo marco regulatorio del sector.

En este sentido, la CNC manifiesta que hubiese sido altamente deseable la remisión a esta Comisión, junto con el APL, del RDL 9/2013⁶ antes de su aprobación y de la normativa reglamentaria que está siendo desarrollada simultáneamente con la norma legal, para poder realizar una valoración adecuada del impacto de la reforma sobre la competencia en los mercados y, en este sentido, poder realizar propuestas más efectivas.

III.1. Sobre los objetivos del APL

De la Exposición de Motivos y la MAIN que acompaña al texto se desprende que el **objetivo fundamental del APL** sería **garantizar la sostenibilidad económica y financiera** del sistema eléctrico español, buscando evitar en el futuro los desajustes entre ingresos y costes observados sistemáticamente en los últimos años y que han originado un creciente déficit.

Los objetivos generales que planteaba la Ley 54/1997 para el sector eléctrico se mantienen en el APL: i) garantía de suministro eléctrico, ii) garantizar su calidad, y iii) garantizar que se efectúa al menor coste posible. Estos tres objetivos generales se reiteran en el APL, pero ahora bajo el **principio fundamental de la garantía de la sostenibilidad económica y financiera del sistema**, pues se señala que el único ámbito en el que no se habrían realizado avances suficientes con la anterior normativa sería en el objetivo de garantizar el menor coste posible del sistema

⁶ Todo ello teniendo en cuenta que la referida normativa reglamentaria, aunque se deba enviar posteriormente, tiene un innegable impacto sobre la competencia y la CNC continúa ejerciendo las competencias consultivas del artículo 25.b) de la LDC hasta la puesta en funcionamiento de la CNMC en virtud de lo establecido en la Disposición Transitoria tercera de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Aunque no aparece expresamente señalado en la Exposición de Motivos ni en la MAIN, estos objetivos deberían alcanzarse garantizando la sostenibilidad ambiental y el logro de los objetivos 20-20-20 de la UE para 2020.

Esta Comisión comprende y comparte la necesidad de que el APL garantice la sostenibilidad económica y financiera del sector eléctrico.

No obstante, la CNC considera que, en el contexto histórico y actual del sector, necesitado de mayor eficiencia, la consecución de todos estos objetivos requiere el pleno respeto al funcionamiento competitivo de los mercados. Sin embargo, ni la MAIN, ni la Exposición de Motivos del APL, ni el articulado del mismo, hacen suficiente hincapié en el papel fundamental e irremplazable que debería tener la existencia de una competencia efectiva en el sector para lograr dichos objetivos, incrementando el bienestar general.

En consecuencia, **la CNC recomienda explicitar en el APL, como principio rector del sector eléctrico e instrumento para obtener los objetivos de garantía de suministro, calidad y menores costes, la necesidad de asegurar una competencia efectiva en el sector eléctrico.**

III.2. Generación de energía eléctrica

III.2.1. Sobre la retribución de las tecnologías de generación

Con el objetivo garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema, uno de los ámbitos donde la reforma eléctrica realiza cambios más destacables es en la retribución a las distintas tecnologías de generación.

En particular, a través del RDL 9/2013 y del propio APL se establece un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos. Este se basará en la percepción de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional específica. Esta retribución específica debe permitir que estas instalaciones cubran aquellos costes de inversión que una empresa eficiente y bien gestionada no recupere en el mercado y obtengan una rentabilidad razonable. El propio RDL 9/2013 concreta, en su Disposición adicional segunda, esa rentabilidad a partir del rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado incrementado en 300 puntos básicos.

De esta forma, se establece una rentabilidad para diversas instalaciones de producción que tienen la capacidad de ofertar en el *pool* y representan una proporción no desdeñable de la capacidad de oferta en el mismo (50% en términos de producción de energía generada en el mercado diario en el último año). En definitiva, se están haciendo interactuar mecanismos propios del ámbito regulatorio –donde son efectivos-

con un mercado –el *pool* marginalista- que, al menos supuestamente, debe funcionar de forma competitiva. No cabe duda de que la existencia de este condicionante exógeno puede afectar a los incentivos de determinados agentes a ofertar en el *pool* y, con ello, podría contribuir a distorsionar el funcionamiento competitivo de éste que, como se señala en la sección III.2.3, ya viene experimentando no pocos problemas.

Aunque la heterogeneidad de agentes y tecnologías impidan predecir de antemano el resultado, cabe realizar algunas reflexiones al respecto.

En primer lugar, tales mecanismos pueden perjudicar a la eficiencia productiva, puesto que la forma en la que se concrete este nivel de rentabilidad para determinadas tecnologías puede afectar a los incentivos de los agentes para mejorar la eficiencia de sus instalaciones individuales. En segundo lugar, puede dificultar al empleo eficiente de estas tecnologías renovables, de forma que no necesariamente contribuyan más a la producción de energía aquéllas que tengan menores costes, dado que de cualquier modo tienen una rentabilidad asegurada. En tercer lugar, el hecho de que la retribución se conciba como una retribución fija sobre unos costes reconocidos puede afectar a la eficiencia dinámica a la hora de invertir y mejorar la eficiencia de sus instalaciones individuales.

No solo se trata de valoraciones teóricas. Experiencias recientes en el sistema eléctrico español muestran cómo el precio del mercado mayorista se ha visto distorsionado, por ejemplo, por el comportamiento de los agentes en función de la forma y nivel de recuperación de los Costes de Transición a la Competencia (CTC) establecidos por el Legislador, ya que para la optimización de los beneficios de las empresas, éstas tienen en cuenta sus distintas fuentes de ingresos. En consecuencia, el precio final del mercado mayorista podría no reflejar el precio de un mercado competitivo.

En definitiva, la CNC considera oportuno advertir al órgano proponente sobre los riesgos que el establecimiento de una rentabilidad específica puede generar desde el punto de vista de la eficiencia, la competencia entre tecnologías, la capacidad de generación y el funcionamiento del mercado mayorista. Por todo ello resulta necesario que la concreción reglamentaria de la rentabilidad razonable para las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos contemple las cautelas adecuadas para hacer frente a estos potenciales problemas.

De la información disponible no puede concluirse que el legislador, a la hora de fijar estos métodos de retribución haya dispuesto *ex ante* de la información sobre los supuestos costes de inversión de una empresa eficiente y bien gestionada, información que, como se ha señalado, va a tener una relevancia capital no solo sobre la retribución de determinados agentes, sino también sobre el funcionamiento del mercado.

En el pasado esta CNC ha podido comprobar en expedientes sancionadores⁷ los riesgos y sesgos de estos ejercicios de determinación de precios a partir de costes por parte del regulador. Primero, porque a la hora de facilitar los costes de determinadas actividades reguladas las empresas tienen un incentivo a magnificarlos. Segundo, porque se genera un cierto incentivo entre empresas a distorsionar la competencia referencial. Tercero, por la dificultad y recursos cualificados que requiere la labor de verificación.

El mecanismo de fijación de la retribución específica que el nuevo marco legal propone puede no estar exento de tales riesgos.

En esta misma línea, la Comisión Europea ha afirmado que una competencia insuficiente en el sector energético ha contribuido a la constitución del déficit tarifario, al favorecer una compensación excesiva de algunas infraestructuras de producción, tales como centrales nucleares y grandes centrales hidroeléctricas ya amortizadas⁸. Si no se corrigen dichas carencias de base existe un riesgo alto de que la competencia en el sector de la generación continúe siendo insuficiente.

No hay que perder de vista que, en el caso de que este mecanismo de fijación de la retribución para determinadas tecnologías pudiera redundar en un incremento del precio de la energía, se estaría dificultando el adecuado cumplimiento del principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico. En este sentido, hay que subrayar la importancia crítica que cobra el ejercicio de cálculo de los supuestos costes de inversión de una empresa eficiente y bien gestionada para calcular las retribuciones obtenidas por las distintas tecnologías de generación.

En este sentido, y debiendo aplicarse la siguiente observación a los diversos mercados en este sector, la CNC considera que la medida consistente en cambiar en las actualizaciones de costes el IPC general, por el IPC subyacente, podría, ciertamente, reducir su volatilidad. No obstante, el mantenimiento de una indexación general de este tipo genera i) el riesgo de actualizar según una evolución del sector no relacionada con la variación de sus costes reales y, ii) incentiva la indexación de todo el sector, con su consiguiente repercusión en la economía, de forma desalineada con otras iniciativas del Gobierno incluidas en el Plan Nacional de Reformas. Por ello, se recomienda que se diseñe e instrumente una forma de actualización ajustada a la evolución de costes de cada activo regulado, mediante la exigencia de una mayor información y supervisión, y que el mecanismo de indexación propuesto sea solo de carácter

⁷ Ver Expte. S/0159/09 UNESA Y ASOCIADOS y Expte. S/0256/10 SEDIGAS.

⁸ Documento de Trabajo de los Servicios de la Comisión. Evaluación del Programa Nacional de Reformas y del Programa de Estabilidad de España para 2012 que acompaña al documento Recomendación del Consejo relativa al Programa Nacional de Reformas de 2012 de España y por la que se emite un Dictamen del Consejo sobre el Programa de Estabilidad de España para 2012-2015 [\[COM\(2012\) 310 final\]](#).

temporal, hasta que el nuevo sistema esté listo, explicitando el plazo de dicha temporalidad con el objeto de evitar un posible riesgo regulatorio.

III.2.2. Sobre la introducción de mecanismos competitivos en la asignación de nueva capacidad

Actualmente, el incremento de la capacidad de generación no supone, con carácter general, un objetivo de la reforma eléctrica para el conjunto de España. No obstante, en el pasado los costes del sistema eléctrico se podrían haber contenido con la introducción de mecanismos competitivos en la asignación de nueva capacidad de generación, particularmente en el caso de la energía renovable. Ello hubiera implicado la introducción de procedimientos de subastas o concursos esencialmente competitivos para determinar la retribución de nuevas instalaciones de generación, circunstancia que hubiera permitido obtener la nueva capacidad requerida minimizando los costes asociados.

La introducción de este tipo de medidas ha sido defendida también por el regulador sectorial (Comisión Nacional de Energía, CNE) para garantizar la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico en un horizonte a medio plazo. En definitiva, la CNC señala la existencia de un cierto consenso respecto a la necesidad de los mecanismos competitivos señalados u otros análogos⁹ para la reducción de los costes de energías renovables¹⁰.

Frente al escaso margen de solución a nivel peninsular, en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, el incremento de la capacidad de generación, especialmente la proveniente de fuentes renovables, sigue siendo un objetivo de interés público. Por ello, debería aprovecharse la experiencia del sobrecoste que supuso el incremento de la potencia instalada en el territorio peninsular, y apostar más decididamente por el uso de los mecanismos competitivos ya comentados en estos territorios no peninsulares.

Por otra parte, como ha puesto de manifiesto la CNC en diversas ocasiones¹¹, determinados activos de generación de energía eléctrica otorgan una ventaja a su propietario y son irreplicables: es el caso de los recursos hidroeléctricos y las centrales nucleares. Estos activos perciben una remuneración por encima de sus costes de operación, sin que ello conlleve un ajuste de la oferta en el mercado puesto que estos activos no pueden replicarse. Por ello, resulta necesario reconocer dicho carácter

⁹ Pueden tomarse como referencias las recomendaciones contenidas en la Guía de Contratación pública y competencia de la CNC disponible en www.cncompetencia.es.

¹⁰ [Informe sobre el sector energético español](#) de 2012. Comisión Nacional de Energía.

¹¹ Ver IPN 33/09 Real Decreto de Procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y CNC e IPN 44/10 Procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro 2.

estratégico y, en consecuencia, emplear procedimientos competitivos para asignar la titularidad de estos activos (por ejemplo, en el caso de las concesiones de instalaciones hidráulicas) o de la energía generada por ellos. En todo caso, en la asignación de nueva capacidad de este tipo de tecnologías debe asegurarse la máxima competencia por el mercado, reduciendo los periodos de concesión y asegurando que los procesos de renovación siguen un procedimiento abierto a otros posibles operadores que pudieran presentar nuevas ofertas por la concesión¹².

III.2.3 Sobre el funcionamiento del mercado mayorista

En relación con el funcionamiento del mercado mayorista, la CNC considera que los niveles de competencia alcanzados resultan insuficientes y claramente mejorables, circunstancia a la que el APL no hace referencia.

Las críticas sobre su funcionamiento han sido frecuentes en los últimos años, tanto en el mercado diario como en el caso de las restricciones técnicas y mercados de ajuste. En este sentido, ante la CNC se han presentado en ocasiones quejas y denuncias sobre el deficiente funcionamiento de determinados servicios de ajuste del mercado mayorista que han dado lugar, en su caso, a la incoación de expedientes sancionadores¹³.

La CNE también ha analizado en diversos informes el funcionamiento de las subastas CESUR¹⁴, el mercado diario y los servicios de ajuste, llegando a la conclusión de que algunos de los comportamientos de los agentes en el mercado no se justificaban suficientemente, y proponiendo medidas de carácter normativo para mejorar el funcionamiento del mercado mayorista¹⁵.

En lo que respecta a los procesos de operación (mercado secundario, terciario y gestión de desvíos), éstos han pasado de representar una parte reducida de la factura eléctrica a suponer una cuantía muy importante sobre el precio final de la energía y, por tanto, un sobre coste para el sistema, como han destacado CNE y REE reiteradamente en los últimos años. Además, el sobre coste por la utilización de algunos de los

¹² También en este tema deberían tomarse como referencia las recomendaciones de la Guía de Contratación pública y competencia de la CNC disponible en www.cncompetencia.es.

¹³ En particular, en el ámbito de la resolución de restricciones técnicas, *vid.* Expediente S/0104/08 Eléctricas que analiza el funcionamiento de este mecanismo de ajuste en el periodo 2004-2008, llegando a la conclusión de que se observaba, cuando menos, una práctica habitual y continuada de las empresas de generación eléctrica en las zonas de restricciones técnicas ajena a un funcionamiento del mercado esperable conforme a la normativa sectorial y que les procuraba rendimientos adicionales a los que obtenían con otras centrales que por sus características técnicas o por su ubicación, no son susceptibles de generar en el mercado de restricciones técnicas.

¹⁴ Contratos de energía para el suministro de último recurso.

¹⁵ En este sentido, véase el informe de la CNE: [Informe sobre el comportamiento del mercado mayorista de electricidad durante los últimos meses de 2012 y enero de 2013](#).

servicios de ajuste (en particular, las restricciones técnicas y la reserva de potencia adicional a subir) en muchas ocasiones, responde a necesidades artificialmente creadas por los participantes en el mercado que están verticalmente integrados y que, por tanto, participan a la vez como oferentes y demandantes del mercado. Al margen de los posibles cambios que la regulación de desarrollo del APL pudiera estar considerando, esta Comisión estima necesario eliminar dicho sobrecoste, que podría estar vinculado al hecho de que solamente las tecnologías gestionables puedan participar en estos servicios cuya organización, además, se lleva a cabo por áreas geográficas delimitadas que los operadores conocen, redundando en un mayor conocimiento de su posición y carácter imprescindible para llevar a cabo dichos servicios¹⁶. A ello debe sumarse que la complejidad de los numerosos procesos y fases de operación refuerzan la capacidad y los incentivos de dichos operadores para manipular el precio resultante del mercado mayorista a través de sus ofertas.

Igualmente, en relación con las subastas CESUR, esta Comisión¹⁷ estima que en caso de mantenerse dicho procedimiento para la determinación del PVCP, deben eliminarse los riesgos identificados por la CNE en sus informes con el fin de asegurar una formación de precios competitiva y eficiente, que contribuya a mantener el equilibrio financiero introducido por el APL y asegure un suministro seguro y de calidad pero también al menor coste posible para el consumidor final, en línea con los principios rectores de la reforma.

III.2.4. Sobre la regulación del autoconsumo

El APL introduce en su artículo 9 la regulación sobre el autoconsumo de energía eléctrica. En el mismo se señala que el régimen económico de las modalidades de autoconsumo se desarrollará reglamentariamente, y tendrá por finalidad la contribución de la energía autoconsumida a la cobertura de los costes y servicios del sistema eléctrico en los mismos términos que la energía consumida por los otros sujetos del sistema.

Esta contribución a la cobertura de costes no se limita a aquellas instalaciones de autoconsumo que viertan energía a la red, sino que es exigible incluso en el caso de consumidores particulares que no tienen la condición de sujetos productores.

La concreción del nivel de esta obligación se establecerá en posterior reglamento, pero la CNC considera fundamental que el régimen finalmente arbitrado no resulte discriminatorio ni innecesaria o desproporcionadamente

¹⁶ Ver a este respecto las Resoluciones del extinto Tribunal de Defensa de la Competencia y del Consejo de la CNC de 28 de diciembre de 2006 (Expte. 602/05); 8 de marzo de 2007 (Expte. 601/05); 14 de febrero de 2008 (Expte. 624/07); y 25 de abril de 2008 (Expte. 625/08).

¹⁷ Como el Consejo de la CNC señaló en el Expediente S/0104/08 tras el examen de la resolución de las restricciones técnicas, es posible que la respuesta a las distorsiones observadas en este ámbito puedan venir del lado de la normativa sectorial.

restrictivo para la producción de energía eléctrica en régimen de autoconsumo, dado que este sistema de suministro de energía eléctrica no es sino una fuente de presión competitiva para el resto de suministros convencionales, contribuyendo a mejorar la competencia efectiva en este sector.

Refiriéndonos a la necesidad de la medida, un consumidor en régimen de autoconsumo, a pesar de que no vierta energía a la red y no actúe como productor, se podría beneficiar efectivamente del respaldo que le proporciona el sistema, por lo que parece razonable que se responsabilice de algunos de los costes del sistema en términos análogos a los demás sujetos consumidores.

No obstante, continuando con el análisis de la medida, no se daría un cumplimiento adecuado al principio de proporcionalidad si se obligara a satisfacer al sujeto autoprodutor peajes o cargos adicionales a los existentes para el resto de los consumidores teniendo en cuenta la energía que autoconsume y que no vierte a la red.

En este sentido, un consumidor que produce parte de su propia energía ya estaría pagando el respaldo energético del sistema a través del peaje de conexión a la red pública, cuando ésta exista, sin que parezca razonable responsabilizarle de cargos adicionales no exigibles a otros consumidores. Por otra parte, la reducción de pérdidas de la red que supone su autoconsumo o la menor utilización de la red de transporte al autoabastecerse parcial o totalmente de su propia energía no se vería compensada previsiblemente con rebajas en su factura eléctrica.

Desde la óptica de competencia, un tratamiento que llevara aparejados cargos o peajes injustificados o discriminatorios respecto de otros consumidores debe calificarse como restrictivo. De hecho, el autoconsumo presenta determinadas ventajas que deben ponderarse antes de la introducción de posibles medidas que lo desincentiven. Como la Directiva 2009/28/CE¹⁸ señala, la producción descentralizada permite la utilización de fuentes locales de energía contribuyendo a aumentar la independencia energética, una mayor seguridad del suministro local, trayectos de transporte más cortos y menores pérdidas en la transmisión de energía. Por ello, a nivel comunitario, se ha apoyado claramente la utilización de equipos descentralizados para la producción de energía procedente de fuentes renovables.

En el caso español, la posibilidad de desarrollo del autoconsumo resulta particularmente interesante por varios motivos. En primer lugar, nuestro país ha presentado tradicionalmente una alta dependencia energética respecto al exterior, resultando el autoconsumo una estrategia voluntaria, a nivel microeconómico, que facilitaría la reducción de esta desventaja económica con repercusión sobre la totalidad

¹⁸ Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

del sistema económico. Igualmente, España ha sido un territorio propicio para la instalación de energías renovables.

En segundo lugar, al penalizar al autoconsumo se penaliza, en la actualidad, a una tecnología concreta, esto es, a la producción de energía a través de paneles solares fotovoltaicos. En la medida en que esta tecnología presente menores costes de producción que otras, se estará perjudicando a la eficiencia del sistema e impidiendo que los clientes, particularmente determinados clientes de mayor tamaño que utilizan la energía eléctrica como input, reduzcan sus costes, con el consiguiente impacto en la competitividad de la economía española.

Tercero, el autoconsumo representa una presión competitiva que no procede limitar injustificada o desproporcionadamente. En un contexto de insuficiente competencia en los mercados eléctricos mayorista y minorista, el autoconsumo se constituye como una alternativa voluntaria del consumidor, cuando éste lo considere económicamente interesante, para evitar el suministro de energía a través de los canales tradicionales.

El autoconsumo puede introducir de esta forma una tensión competitiva relevante, en el mercado mayorista y minorista, incentivando precios más eficientes en ambos mercados. En definitiva, el autoconsumo es una opción favorable a la competencia que sirve para disciplinar, al menos indirectamente, al sistema eléctrico cuando los costes del mismo son lo suficientemente elevados como para que, con economías de escala y de red muy inferiores, la opción del autoconsumo sea económicamente racional. De esta forma, también desde el punto de vista de competencia la autoproducción descentralizada no debería ser innecesaria o desproporcionadamente desincentivada, más bien al contrario.

Por todo ello, atendiendo a los beneficios que genera el autoconsumo en términos de reducción de la dependencia, configuración de un modelo energético más flexible, y particularmente, por el impacto claramente positivo desde la perspectiva de competencia, se solicita la reconsideración del artículo 9 del APL. En concreto, se debería evitar que dicho artículo ampare la introducción de trabas innecesarias y desproporcionadas al desarrollo del autoconsumo.

III.2.5. Sobre el cierre temporal de instalaciones de producción de energía eléctrica

El APL menciona el posible cierre temporal de las instalaciones de producción de energía eléctrica al señalar la necesidad de autorización administrativa (art. 21.1, art 53.7 y art. 62.a.16), para excluirlas del sistema de ofertas (art. 23) y para eximir las de la obligación de producir energía eléctrica (art. 26.2.a). Por otro lado, la presentación que se hizo del APL en el Consejo de Ministros señaló que “*se habilita la posibilidad de cierre temporal de instalaciones (hibernación) bajo estrictos criterios de garantía de seguridad de suministro*”.

La CNC recuerda que en todos los mercados, pero especialmente en aquellos con exceso de capacidad instalada, las barreras innecesarias a la salida de operadores incumbentes perjudican a la competencia.

Específicamente, la CNC considera que:

- La hibernación como alternativa a la libertad de la empresa de cerrar debe estar debidamente justificada.
- Debe ser proporcional al objetivo que sirve. Lo cual supone que no se debe hibernar más de lo que sea necesario ni pagar más de los costes de la hibernación.
- Que los mecanismos para la selección de instalaciones a hibernar deben ser competitivos¹⁹, siempre atendiendo a las necesidades del sistema y sin que ello pueda llevar a una sobre retribución.

En definitiva, la CNC recomienda que el órgano proponente tenga en consideración estas observaciones en los artículos pertinentes del APL y su desarrollo reglamentario. Adicionalmente, atendiendo especialmente a la consideración en el APL del suministro de energía eléctrica como un servicio de interés económico general (SIEG), se recomienda analizar su compatibilidad con el artículo 107 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE).

III.2.6. Sobre el apoyo al carbón autóctono

El artículo 25.1 del APL, al igual que la vigente Ley 54/1997, establece que el Gobierno podrá establecer los procedimientos, compatibles con el mercado de libre competencia en producción para conseguir el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas, hasta un límite del 15% de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad demandada por el mercado nacional, considerada en periodos anuales, adoptando las medidas necesarias dirigidas a evitar la alteración del precio de mercado²⁰.

¹⁹ Ver, en lo aplicable, la Guía sobre Contratación Pública y Competencia (2009) de la CNC.

²⁰ 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, permite que por motivos de seguridad del suministro, los Estados miembros puedan disponer que sea preferente la entrada en funcionamiento de las instalaciones generadoras que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas en una proporción que no supere el 15% anual de la cantidad total de energía primaria necesaria para producir la electricidad que se consume en el Estado miembro de que se trate.

Con base en este artículo, se produjo en 2010 la aprobación del *Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica*²¹.

La CNC, en sus informes IPN 33/09 e IPN 44/10²², indicó su disconformidad con el procedimiento que se establecía a través del Real Decreto 134/2010, por entender que generaba una fuerte distorsión competitiva en el mercado de generación eléctrica, existía una insuficiente justificación de la medida en relación a su supuesta necesidad para garantizar el suministro de energía eléctrica y podría resultar susceptible de constituir una ayuda de Estado en el sentido del artículo 107 del TFUE.

Independientemente de la compatibilidad de la medida con el TFUE, algunos de los efectos negativos señalados por la CNC en sus informes se han visto materializados con la aplicación de la normativa²³. En particular, la medida ha supuesto un impacto negativo sobre la competencia y la eficiencia en el mercado de generación, con alteraciones en la formación del precio de la energía en el mercado diario e intradiario. Adicionalmente, el sobrecoste para el consumidor de electricidad ha sido cifrado por la CNE en 400 millones de euros anuales²⁴.

Por otra parte, la necesidad y proporcionalidad de la medida siguen resultando cuestionables²⁵. Atendiendo a su necesidad, la medida sigue resultando difícilmente justificable bien sea en términos de potencia instalada, diversificación de la generación o para proporcionar mayor flexibilidad al sistema²⁶. Respecto a su proporcionalidad, el

²¹ Posteriormente modificado por el Real Decreto 1221/2011, de 1 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

²² IPN 33/09 Real Decreto de procedimiento de resolución de restricciones de restricciones por garantía de suministro e IPN 44/10 Procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro 2.

²³ Compatibilidad declarada por la Comisión Europea en su decisión Ayuda estatal nº N 178/2010-España Compensación por servicio público asociada a un mecanismo de entrada en funcionamiento preferente para las centrales de carbón autóctono.

²⁴ A este respecto, se puede consultar el [Informe sobre el sector energético español](#) de 2012, y el [Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad periodo 2008-2010 y avance 2011](#).

²⁵ Adicionalmente, la CNE en su Informe sobre el sector energético español de 2012 abogaba por la eliminación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro teniendo en cuenta que, según las proyecciones realizadas, la mayor parte de las compras podrían tener un precio que hiciera que las centrales adscritas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro no precisaran de incentivo adicional al precio del mercado para mantenerse en funcionamiento.

²⁶ A este respecto, los razonamientos sobre la necesidad de la medida expresados en el IPN 33/09 y 44/10 siguen resultando aplicables.

impacto de 400 millones de euros anuales (1.200 millones de euros desde la entrada en vigor del Real Decreto 134/2010) resulta claramente excesivo, teniendo en cuenta su limitada capacidad de hacer frente a la garantía del suministro y los perjuicios que genera sobre la determinación de los precios.

En definitiva, y enlazando con la redacción del artículo 25.1 del APL, ha quedado acreditado que la medida ha supuesto una alteración del precio de mercado de la electricidad, y difícilmente resulta compatible con un mercado de libre competencia en la producción de energía eléctrica, que son los dos condicionantes que se contienen en dicho artículo para la aplicación de procedimientos que incentiven el funcionamiento de unidades de producción que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas.

Por todo ello, en un contexto de reforma global de la normativa que afecta al sector eléctrico, atendiendo al impacto negativo de la medida sobre la competencia, y teniendo en cuenta el elevado sobrecoste que el apoyo al carbón autóctono genera, la CNC recomienda la eliminación del mecanismo instaurado, adelantando en un año la finalización de su aplicación²⁷. Asimismo, se considera que la obligación del uso de una tecnología de generación concreta que no responda a parámetros económicos eficientes sino de otro tipo como los establecidos en el artículo 25 del APL debería, en todo caso, realizarse sin distorsionar el normal funcionamiento del mercado mayorista, es decir, evitando que dicha tecnología desplace a otras más eficientes y redunde en mayores precios en el *pool* eléctrico, derivados de un orden de prelación artificial en la casación.

III.3. Transporte y distribución de energía eléctrica

III.3.1 Sobre la capacidad de interconexión internacional

El APL regula en su artículo 11 los intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad, sin que se observe novedad en relación con la normativa actualmente vigente.

La CNC considera conveniente que se explicita en el APL que una mayor capacidad de interconexión genera aspectos positivos en diversos ámbitos y, específicamente, desde la óptica de la competencia.

²⁷ La Disposición transitoria única del Real Decreto 134/2010 señala que el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro será de aplicación hasta el 2014, o en fecha anterior que se fije por el Ministro de Industria, Energía y Turismo si las condiciones del mercado de producción español permiten al parque de generación de carbón autóctono un funcionamiento a través de los mecanismos de mercado que permita su viabilidad económica en el medio plazo, de tal forma que se garantice la cobertura de la demanda eléctrica en condiciones de seguridad de suministro.

III.3.2 Sobre la separación de actividades

El APL establece en su artículo 12 la necesidad de separación entre actividades de transporte, distribución y operación del sistema, y las actividades de producción, comercialización o de servicios de recarga energética. En este ámbito, la norma informada establece nuevas cautelas para incrementar la separación entre actividades.

En concreto se establece la responsabilidad de los administradores para garantizar la independencia de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas y se prevé la desaparición de la exención de las obligaciones de separación de actividades para las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes. Igualmente se prohíbe la creación de confusión en la presentación de su imagen de marca para las empresas comercializadoras de referencia respecto de las empresas distribuidoras que formen parte de un mismo grupo de sociedades.

A pesar de estos avances, a través de la actividad sancionadora de la CNC se ha podido constatar que, en lo que respecta a la integración vertical de los principales distribuidores, la separación de actividades entre comercialización y distribución no es todo lo efectiva que debiera, no obstante las obligaciones de separación jurídica, funcional y contable. Sobre el consumidor se sigue creando confusión entre ambas actividades por las propias compañías integradas, que utilizan una misma imagen corporativa que aprovechan para fidelizar al cliente y mejorar su posición en mercados conexos. Esta Comisión ha tenido ocasión de analizar en el marco de diversos expedientes sancionadores²⁸ y de control de concentraciones²⁹ supuestos concretos en los que la comercializadora del grupo utiliza la información sobre nuevos puntos de suministro de la distribuidora para ofrecer el suministro y a la inversa. También se han analizado campañas comerciales desleales o desde posiciones comerciales irreplicables que buscan favorecer a la comercializadora del grupo³⁰.

a) Dificultar la capacidad del distribuidor de fidelizar al cliente

Si bien el artículo 12.3 del APL introduce nuevas cautelas en relación a la separación de actividades, dichas obligaciones podrían reforzarse mediante prohibiciones que dificulten la capacidad del distribuidor de fidelizar al cliente para que se suministre de la

²⁸ Ver a este respecto las siguientes Resoluciones del Consejo de la CNC: Expte. S/0213/10 IBERDROLA SUR, Expte. S/0304/10 ENDESA, Expte. S/0159/09 UNESA Y ASOCIADOS.

²⁹ Ver Resolución del Consejo de la CNC en el Expte. C-465/12 IBERDROLA/NAVASFRIAS Y GAS NATURAL/IBERDROLA DISTRIBUCIÓN.

³⁰ Ver a este respecto las siguientes Resoluciones del Consejo de la CNC: Expte. S/0184/09 GAS NATURAL, Expte. S/0304/10 ENDESA, y S/0213/10 IBERDROLA SUR.

comercializadora del grupo. Podría introducirse, como se ha hecho en el pasado,³¹ la imposibilidad de realizar contraofertas durante un tiempo determinado tras el cambio de suministrador a otra empresa, una medida que ha resultado ser eficaz también en otros mercados caracterizados por la integración vertical como es el caso de las telecomunicaciones³² o que se ha impuesto en el marco del control de concentraciones por parte de la CNC en el caso de los llamados *aftermarkets*, esto es, mercados de postventa (mantenimiento y reparación) dentro del sector industrial³³.

b) Garantizar competencia en el tendido de nuevas redes

Por otra parte, en lo que respecta al tendido de nuevas redes, y a pesar de la elevada probabilidad de que, en el caso de que se procediera a un despliegue de nuevas redes en la zona de un determinado distribuidor, éste fuera autorizado para su construcción, dado el carácter local de monopolio natural de la distribución y su reconocimiento en la normativa³⁴, esto no obsta para que el legislador disponga todo lo necesario para que exista una competencia por el mercado suficiente en el tendido de nuevas redes, que pudiera favorecer el acceso a otros operadores más eficientes que contribuyan a minimizar los costes asociados a la distribución y, por ende, la retribución reconocida a los distribuidores en su conjunto.

c) Limitar la participación de los distribuidores en los mercados conexos en los que debe existir competencia.

Por último, esta Comisión quiere llamar la atención sobre el hecho de que los postulados que predica la aún vigente Ley 54/1997 y que mantiene y refuerza el APL a través del mencionado artículo 12 en relación a la separación entre la actividad de distribución de energía eléctrica y la comercialización, no se aplican a otras actividades muy vinculadas con la distribuidora o que requieren de información de ésta. Al igual que sucede en el caso de la comercialización de energía eléctrica, la titularidad de un monopolio en la distribución puede producir incentivos a beneficiar la propia posición competitiva de manera discriminatoria en esas actividades relacionadas.

³¹ Por ejemplo, el Real Decreto 1068/2007, de 27 julio y el Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, relativos al suministro de último recurso de gas natural y de electricidad, respectivamente, establecen prohibiciones de contraofertar y de recuperar clientes perdidos para los comercializadores de último recurso.

³² En el ámbito de la telefonía fija, la Circular de la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones 2/2002, de 18 de julio, establecía una prohibición de recuperación de abonados a Telefónica España, S.A.U. durante 4 meses.

³³ Ver Resoluciones C150/09 ORONA/OMEGA y C-469/12 OTIS/ENOR.

³⁴ Ver en particular la Resolución del Consejo de la CNC C-0282/10 GAS NATURAL/TRANSPORTISTA SUREUROPEA/DISTRIBUIDORA SUREUROPEA/TRANSMANCHEGA DE GAS.

De esta manera, las empresas distribuidoras compiten con otros operadores en la realización de estas actividades pudiendo aprovechar ventajas derivadas de su posición y de la información que poseen. Por ello, la CNC considera que debe aprovecharse el impulso reformista del sector para limitar la participación de los distribuidores en los mercados relacionados en los que opera en competencia con el fin de impedir algunas de las distorsiones competitivas identificadas.

Cabe citar, por ejemplo, **la actividad de los distribuidores en el mercado de los contadores o equipos de medida**, mencionados en los artículos 40 y 46 del APL. En España, la iniciativa en la instalación de contadores viene atribuida a los distribuidores, que podrían tener incentivos a no instalarlos para evitar el mayor conocimiento por el consumidor de su curva de demanda, o bien a permitir únicamente la instalación en su red de contadores diseñados por ella o por la empresa designada por ésta. Una alternativa podría ser restringir la instalación de contadores por los distribuidores y atribuirlos a los comercializadores, lo que estimularía la competencia en la fase de comercialización (dado que permitiría una mayor diferenciación en las ofertas comerciales) y estimularía la instalación de contadores inteligentes.

Otro claro ejemplo es el **mercado de las instalaciones no reservadas**, reguladas actualmente en el Real Decreto 222/2011 tras la reforma efectuada por el Real Decreto 1623/2011, y a las cuales se refiere el artículo 38 del APL, que a su vez remite a un desarrollo reglamentario posterior. Profundizando en las consideraciones efectuadas en los expedientes sancionadores seguidos en materia de instalaciones no reservadas³⁵, resulta necesario explorar la conveniencia de regular una mayor separación entre la actividad de distribución y la de instalación. Ésta es una cuestión sobre la que la CNC se ha expresado en repetidas ocasiones³⁶ y que finalmente ha llevado a la interposición de un recurso contra la Disposición Final Cuarta del Real Decreto 1623/2011. En efecto, la CNC considera que debe impedirse que la normativa elimine los incentivos del solicitante de una instalación no reservada al distribuidor para buscar alternativas, y la de los instaladores autorizados y, en su caso, de otros distribuidores para competir en este mercado liberalizado *ex lege*, en perjuicio final de consumidores y usuarios. Por otra parte, en la medida en que la CNC ha podido constatar que la actividad de los distribuidores en instalaciones no reservadas se limita en la práctica totalidad de las ocasiones a la subcontratación de dichas actividades con instaladores autorizados, otra opción consistiría en limitar la actividad de los instaladores a aquellos trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma necesarios para nuevas instalaciones que solo ellas están habilitadas para realizar, absteniéndose de la

³⁵ Expedientes 606/05 ASINEM-ENDESA; 2795/07 HIDROCANTÁBRICO INSTALACIÓN; S/0089/08 UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN; S003/07 E.ON DISTRIBUCIÓN; S/0211 ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA; y SNC/0018/11 ENDESA.

³⁶ Entre otros IPN 60/11 PRD de conexión de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia e IPN 63/11 PRD de transporte, distribución, comercialización y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

comercialización, directa o indirecta, de los trabajos necesarios para la nueva extensión de red.

Igualmente, se observa que la presencia del distribuidor en el mercado de instalación ha conducido en algunas ocasiones a que éste aproveche su posición como único concededor de las condiciones técnico económicas del punto de conexión del cliente para obtener el máximo beneficio a la hora de ejecutar dichas instalaciones, ya sea cobrando por las instalaciones reservadas cuyo coste debería asumir la distribuidora³⁷ o bien aprovechando lagunas normativas para la calificación del tipo de instalación. En relación con este último supuesto, se han identificado algunas restricciones competitivas derivadas al menos en parte de una normativa poco transparente. Un claro ejemplo es la calificación del suelo para la tipificación de la instalación: de acuerdo con la normativa sectorial vigente (RD 222/2008), corresponde asumir a las distribuidoras el coste de la ejecución de las instalaciones efectuadas en suelo urbanizado, para lo que la norma se remite a los requisitos establecidos en la legislación urbanística, en cuanto a dotaciones y servicios necesarios. Sin embargo, la calificación urbanística efectuada por los municipios no siempre es coherente con estos criterios, por lo que en ocasiones son las propias distribuidoras las que, discrecionalmente, determinan el alcance de los costes a asumir por sus propias instalaciones. Una aclaración normativa a este respecto favorecería la transparencia en la ejecución de las instalaciones y limitaría la capacidad de la distribuidora para abusar de su posición en la ejecución de este tipo de obras. Igualmente, debe evitarse que las distribuidoras impongan a las constructoras y promotoras la adhesión a contratos marco para las obras de instalación en su red cuando ello no resulte necesario ni proporcionado a la naturaleza de los trabajos a realizar.

Finalmente, se han identificado inconsistencias entre normativas de distinto rango que introducen restricciones a la competencia, en favor de los grupos distribuidores. Éste es el caso de las **telemedidas**, reguladas en el vigente RD 1565/2010 que establece la obligación de determinadas instalaciones de régimen especial de enviar telemedidas al operador del sistema en tiempo real. En el caso de determinadas instalaciones pequeñas o que formen parte de una agrupación de instalaciones con una potencia total reducida, prevé que las mismas puedan ser remitidas tanto por los titulares de las instalaciones como por sus representantes. No obstante, existen procedimientos de operación vigentes que estarían reservando dicha actividad al distribuidor, privando con ello a otros operadores que pudieran ser más eficientes en dicho mercado.

En definitiva, atendiendo a los problemas señalados en los apartados anteriores, la nueva regulación debería procurar una vinculación estricta de los distribuidores a las actividades reguladas, desvinculándolos del resto de actividades no reguladas.

III.4. Comercialización de energía eléctrica

³⁷ Ver a este respecto la resolución de Expediente S/211/09 ENDESA INSTALACIÓN.

III.4.1. Sobre la nueva Tarifa de Último Recurso y el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor

La CNC considera que los cambios propuestos en el APL en este ámbito son más formales que de fondo, por cuanto vienen referidos a la denominación de las distintas tarifas aplicables a los grupos de consumidores contemplados.

Al igual que en la anterior regulación (Ley 54/97), partiendo de la existencia de un precio regulado (antigua TUR y futuro PVPC), seguirá existiendo un colectivo al que se le aplicará una rebaja respecto de este nivel (antiguos consumidores con derecho a aplicación del bono social y futura TUR para consumidores vulnerables a los que se aplica el bono social), y un segundo colectivo al que se le aplicará un recargo sobre el mismo (anteriores consumidores que sin tener derecho a acogerse a la TUR carecen de contrato de suministro en el mercado libre y se les aplica un recargo del 20%, y futuros consumidores que sin cumplir los requisitos para la aplicación del PVPC no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en el mercado libre y se les aplicará un recargo).

Desde el punto de vista de competencia, en la regulación de la TUR y del PVPC, **no se observan en el APL avances de signo liberalizador** que impliquen la eliminación de las tarifas reguladas, su aplicación a colectivos más reducidos, o incentivos que faciliten el progresivo acceso al mercado libre.

Esta circunstancia choca con el que debería ser uno de los principales objetivos en un contexto de reforma global de la normativa que afecta al sector eléctrico, como es avanzar a medio plazo hacia el progresivo acceso de clientes al mercado libre, hasta llegar a la abolición completa de las tarifas reguladas, como han hecho los países de nuestro entorno que han liberalizado sus mercados eléctricos³⁸.

A este respecto, también la CNE ha señalado la conveniencia de la desaparición de los precios finales regulados por el impacto negativo que tienen sobre la competencia. En particular los mismos dificultan la entrada de nuevos competidores, impiden la introducción de nuevas ofertas y en definitiva limitan la capacidad de elección de los consumidores³⁹. No obstante, la CNE también ha señalado la necesidad de aplicar una serie de medidas con carácter previo que permitan avanzar hacia un modelo

³⁸ Es el caso de Austria, República Checa, Alemania, Finlandia, Luxemburgo, Holanda, Suecia, Eslovenia y Reino Unido. Algunos otros países como Rumanía, Grecia y Portugal han acordado con la Comisión Europea un calendario para la eliminación de las tarifas reguladas.

³⁹ A este respecto, se puede consultar el [Informe sobre el sector energético español](#) de 2012, y el [Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad periodo 2008-2010 y avance 2011](#).

plenamente liberalizado, por entender que actualmente no se dan las condiciones de competencia para una completa liberalización⁴⁰.

La CNC coincide en este punto con las medidas demandadas por la CNE. En concreto, algunas de ellas están incluidas en el APL: la estabilidad financiera como objetivo, las funciones de la OCSUM que se atribuyen a la CNMC, y también la revisión de las obligaciones de los comercializadores y los derechos de los consumidores.

Así, en lo que respecta a las tarifas reguladas, la Comisión Europea⁴¹ insiste en la necesidad de abstenerse de regular los precios de la electricidad, sin perjuicio de la protección de los clientes vulnerables, hasta que se den las circunstancias que permitan su traspaso al mercado libre. Por ello, en el desarrollo reglamentario al que se refiere en particular el art. 17 del APL, la CNC estima que debería limitarse el conjunto de consumidores que puedan acogerse al PVPC y asegurar que dicha tarifa sea suficiente para que actúe efectivamente como un precio máximo, favoreciendo la competencia entre los comercializadores de referencia vía descuentos.

Es decir, el diseño del PVPC debe crear los incentivos necesarios a la entrada de nuevos comercializadores para captar clientes, lo cual, teniendo en cuenta el efecto red y la economías de aprendizaje en este mercado, puede redundar a medio plazo en precios más competitivos por parte de dichas comercializadoras en el mercado libre. Igualmente, deberán definirse con cautela los requisitos para adquirir la condición de comercializador de referencia, con el fin de evitar que con ello se perpetúe la presencia mayoritaria de los grupos verticalmente integrados cuyas distribuidoras han sido tradicionalmente las suministradoras a tarifa de los consumidores, en especial en el segmento doméstico.

Por último, la participación de los comercializadores de referencia en el suministro de la nueva TUR (lo que hasta ahora se denominaba bono social) no debería en ningún caso desincentivar su participación como comercializadores de referencia para los consumidores acogidos al PVPC porque tengan, por ejemplo, que asumir anticipadamente el descuento sobre el PVPC que supone la nueva TUR de estos consumidores hasta que se lo liquide el sistema. Igualmente, se considera necesario la inclusión en el APL y en su normativa de desarrollo de un calendario concreto y

⁴⁰ En particular se ha demandado: 1) Fijación de un marco regulatorio que garantice la estabilidad financiera del sistema; 2) regulación de los procedimientos de cambio de suministrador y capacidad de la CNE de dictar instrucciones a la OCSUM, revisión y aclaración de las obligaciones de los comercializadores y derechos de los consumidores en relación con el suministro y sistema de gestión de las reclamaciones; 3) Mejora y difusión máxima del comparador de precios y la promoción de procesos colectivos de cambio de suministrador; y 4) concretar las funciones del regulador en la supervisión de los precios finales minoristas y control sobre las ofertas que se consideren excesivas.

⁴¹ Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones: Velar por la buena marcha del mercado interior de la energía. COM (2012) 663 final.

vinculante en el que se establezca el cronograma para la aplicación de las medidas necesarias que permitan la eliminación de las tarifas reguladas o precios máximos, así como una fecha concreta, además de criterios objetivos relativos a la estructura del mercado, para la completa abolición de los mismos.

Adicionalmente, la CNC considera que aún se deberían realizar avances en relación con la difusión del comparador de precios entre los consumidores y usuarios, la promoción de procesos colectivos de cambio de suministrador y la concreción de las funciones de la CNMC para el control de las ofertas que se consideren excesivas en el mercado libre.

Así, en lo que respecta a los cambios de suministrador, la CNC ha tenido ocasión de conocer en el marco de diversos expedientes sancionadores las dificultades que encuentran clientes y comercializadores para asegurar un mecanismo de *switching* efectivo y a bajo coste, tanto económico como temporal. Algunas mejoras podrían claramente venir de la mano de una regulación más clara sobre cuestiones tan relevantes como son las definiciones del consentimiento expreso, la validación de dicho consentimiento o los medios admitidos para recabarlos, tal y como ya puso de manifiesto esta Comisión con ocasión del IPN 63/11⁴². Igualmente, se considera más necesario que nunca que la oficina de cambios de suministrador opere de manera efectiva e independiente, cuestiones que han sido puestas en duda por la CNC a la vista de su diseño actual. Por ello la cesión de sus funciones a partir de 2014 a la CNMC, órgano independiente que conjugará los objetivos tanto de política sectorial como de defensa de la competencia en una misma institución, debe necesariamente valorarse como un avance significativo del APL en este sentido.

Por otra parte, el alta en los servicios complementarios, como son el mantenimiento o las inspecciones de los equipos, son origen de muchas quejas por parte de los consumidores en la medida en que el alta de dichos servicios en muchas ocasiones no se produce de forma voluntaria sino ligado a determinados descuentos en el consumo energético teniendo, por lo general, una vigencia anual que obliga al consumidor a seguir haciendo frente a su pago durante dicho período incluso después de cambiar de comercializador. Con el fin de evitar que condiciones contractuales de esta naturaleza desincentiven el cambio de suministrador, se considera adecuado introducir obligaciones o prohibiciones en la normativa de desarrollo a este respecto.

Por último, tanto la CNC⁴³ como la CNE⁴⁴ han reconocido los problemas que tienen las AAPP para contratar su suministro eléctrico, debiéndose en parte a una regulación

⁴² Ver IPN 63/11. PRD de transporte, distribución, comercialización y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

⁴³ Ver Resolución del Consejo de la CNC en el Expte. S/328/11 TGSS, en el que se concluye que *“la ausencia de ofertas de suministro eléctrico a determinados consumidores, que no tienen derecho al suministro de último recurso, podría situarles en una posición problemática si son incapaces de contratar su suministro en el mercado libre con anterioridad al 31 de diciembre de 2010. La solución a esta*

poco clara en cuanto a lo que se debe considerar como suministro esencial. En la medida en que el art. 52 del APL remite a un desarrollo posterior de esta cuestión, se considera necesario aclarar los suministros acogidos a dicha categoría y subsanar las posibles deficiencias asociadas a la rigidez de los procedimientos de contratación y a los regímenes transitorios para este tipo de suministros.

III.4.2. Sobre los derechos de los consumidores y el proceso de cambio de suministrador

El APL introduce en un nuevo artículo 44 los derechos y obligaciones que corresponden a los consumidores, profundizando en algunas de las medidas de protección al consumidor contenidas en la Directiva 2009/72/CE. La inclusión de un catálogo de derechos, como ya se ha señalado anteriormente, se valora positivamente por la CNC.

Es valorada especialmente la concreción de determinados derechos que facilitan que los consumidores puedan realizar comparaciones con el coste del suministro por parte de otro operador y las medidas que precisan los derechos que les asisten para realizar un cambio de suministrador.

A pesar de esta valoración positiva, la CNC observa que el artículo 44 del APL no recoge todos los derechos que la Directiva 2009/72/CE otorga a los consumidores. Independientemente del hecho de que algunos derechos se encuentren diseminados a lo largo del APL, en otra normativa con rango de ley, o se prevea su concreción a nivel reglamentario⁴⁵, resultaría conveniente un tratamiento más sistemático de los mismos con su inclusión en el artículo 44 del APL.

Precisamente, uno de los elementos más valiosos de disponer de un catálogo de derechos en un único artículo consiste en la posibilidad de que el consumidor sea capaz de consultar fácilmente los derechos que le asisten en su relación con los suministradores. Adicionalmente, algunos de los derechos no incluidos resultan esenciales para facilitar el cambio de suministrador, resultando susceptibles de contribuir a incrementar el nivel de competencia en el mercado minorista.

situación debería ser resuelta en el marco de la regulación sectorial y, de hecho, la CNE ya ha abierto un expediente informativo en este sentido, con el fin de elevar una propuesta normativa al Ministerio competente”.

⁴⁴ Expediente informativo para analizar las causas que están provocando los retrasos surgidos para contratar el suministro con un comercializador en el mercado libre. CNE, 2010.

⁴⁵ Particularmente podrían estar incluidos 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.

Por ello, se recomienda la incorporación expresa en el apartado 1 del artículo 44 de todas las medidas de protección al consumidor del anexo I de la Directiva 2009/72/CE, incluidas las que no han sido recogidas en este artículo:

1. [...]

- e) **Formalizar un contrato con el suministrador en el que se concreten los elementos recogidos en la letra a) del apartado 1 del anexo I de la Directiva 2009/72/CE.**
- f) **Ser debidamente avisados de cualquier intención del suministrador de modificar las condiciones del contrato e informados de su derecho a rescindir el contrato cuando reciban el aviso.**
- g) *Recibir información transparente sobre los precios y condiciones generales aplicables al acceso y al suministro de energía eléctrica. A estos efectos, recibirá las facturaciones con el desglose que se determine reglamentariamente.*
- h) *Realizar el cambio de suministrador sin coste alguno y en un plazo máximo de tres semanas.*
- i) **Elegir el medio de pago entre los comúnmente utilizados en el tráfico comercial.**
- j) *Disponer de procedimientos **transparentes, sencillos y poco onerosos** para tramitar sus reclamaciones, de acuerdo a lo establecido en la presente ley y en la normativa general sobre atención al consumidor del Ministerio de Sanidad, Política Social e Igualdad.*
- k) **Tener a su disposición sus datos de consumo y poder dar acceso, mediante acuerdo explícito y gratuito a los datos de medición a cualquier suministrador, sin que se facturen costes adicionales por este servicio.**
- l) **Estar informados adecuadamente del consumo real y de los costes correspondientes con una frecuencia que permita regular el consumo propio.**
- m) **Recibir la liquidación de la cuenta después de cualquier cambio de suministrador en el plazo máximo de seis semanas desde que el cambio se produzca.**
- n) *Ser atendidos en condiciones no discriminatorias en las solicitudes de nuevos suministros eléctricos y en la ampliación de los existentes.*
- o) *Recibir el servicio con los niveles de seguridad, regularidad y calidad que se determinen.*
- p) **Ser suministrados a unos precios fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios.**

En relación también con los derechos de los consumidores en el mercado de suministro, esta Comisión quiere llamar la atención sobre la problemática surgida en los casos de impago del comercializador, a los que se refiere el artículo 52.3 del APL. De acuerdo con las condiciones generales de los contratos de tarifa de acceso recogidas en el vigente artículo 4 del *Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica*, en el caso de que el consumidor opte por contratar la tarifa de acceso a las redes a través de un comercializador, es éste el que debe cobrar al consumidor la parte de la tarifa de acceso que corresponde a la distribuidora. Sin embargo, en caso de incurrir el comercializador en impago con la distribuidora y estando al corriente el consumidor del pago a su comercializador, dicha circunstancia no se prevé en la normativa vigente (artículo 4.4 del mencionado RD), que no distingue entre el sujeto del impago y se limita a establecer la suspensión del contrato de tarifa de acceso y desconexión cuando hayan transcurrido al menos dos meses desde que la distribuidora hubiera requerido fehacientemente el pago. Sin embargo, del art. 2.2, introducido posteriormente por el RD 1454/2005, se desprende que no puede suspenderse el suministro cuando el consumidor esté al corriente del pago a su comercializador y sea éste el que incurra en impago. La permanencia de ambos apartados en los términos actuales resulta inconsistente y sería recomendable su aclaración, ya que tanto CNE como CNC han tramitado numerosas quejas a este respecto.

III.4.3. Sobre el impacto de desajustes temporales entre ingresos y gastos sobre el consumidor final

El APL introduce límites en caso de desajustes temporales tanto de tipo anual (2,5% de los ingresos anuales) como en el caso de desajustes de años anteriores (10% de los ingresos anuales). Estas medidas se valoran positivamente, en la medida en que evitarían el déficit y la deuda acumulada registrados en los últimos años. De esta forma, la necesidad de la medida quedaría justificada para evitar desajustes intensos que afectan negativamente a la configuración del sector eléctrico y a su sostenibilidad a medio plazo.

No obstante, cabe plantearse la proporcionalidad de la medida por el reparto del desajuste en caso de que se superen los referidos límites. En este sentido, el artículo 19 señala que en caso de rebasar los límites, se procederá a la revisión de los peajes o cargos que correspondan para neutralizar los posibles excesos, y en caso de que no sea suficiente para compensar el desajuste, la financiación, que no podrá sobrepasar los límites mencionados, corresponderá a los sujetos del sistema de liquidación.

Desde la óptica de la eficiencia económica, podría tener sentido que el reparto de los desajustes entre los consumidores penalizara económicamente a los que muestran pautas de consumo más intensivas, en lugar de optar por un reparto estrictamente proporcional. Esta recomendación se fortalece considerando la recientemente aprobada Orden Ministerial por la que se revisan los peajes de acceso de energía

eléctrica, que da un mayor peso a la facturación del término de potencia que al término de energía (variable según el consumo)⁴⁶.

Por otra parte, desde el punto de vista de competencia, la existencia de facturas eléctricas con mayores costes fijos para los consumidores podría ocasionar, *caeteris paribus*, un menor margen para la competencia entre comercializadores. Esta circunstancia podría desincentivar los cambios de comercializador y reducir las tensiones competitivas en el mercado minorista.

En definitiva, las condiciones de competencia y de eficiencia deberían ser tenidas en cuenta en mayor medida en la distribución de costes fijos y variables para los consumidores, actuando con proporcionalidad para evitar que los consumidores reciban señales de precios que incentiven decisiones no eficientes en este mercado o en mercados conexos, que estén desalineadas con determinados objetivos básicos de política energética, como la eficiencia en el uso de la energía, o que puedan desincentivar procesos de cambio de comercializador y, en consecuencia, la competencia en el mercado minorista.

III.5. Nuevas facultades de la CNMC, régimen sancionador y correcciones técnicas.

Finalmente se formulan diversas matizaciones a la redacción del APL, relacionadas con las competencias y funciones de la CNMC, para un ejercicio adecuado de las tareas de supervisión y control del sector eléctrico que la *Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* le otorga.

Artículo 3. Competencias de la Administración General del Estado.

El artículo 3 efectúa una enumeración de las competencias que corresponden a la Administración General del Estado en los términos establecidos en el APL. En la medida en que para muchas de estas competencias es necesaria la actuación, participación o colaboración de la CNMC atendiendo a las funciones que le asigna la Ley 3/2013, se propone una redacción alternativa que haga referencia a esta circunstancia:

Corresponden a la Administración General del Estado, en los términos establecidos en la presente Ley, y sin perjuicio de las funciones atribuidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, las siguientes competencias: [...]

⁴⁶ Orden IET 1491/2013, de 1 de agosto, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para su aplicación a partir de agosto de 2013 y por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones el régimen especial para el segundo trimestre de 2013 (BOE 3 de agosto de 2013).

Artículo 4. Planificación eléctrica.

La CNMC tiene atribuida por la Ley 3/2013 una actividad de emisión de informe en relación con la planificación energética. En concreto, la función 34 del artículo 7 de la Ley 3/2013 señala que la CNMC emitirá informe en el proceso de planificación energética. Por ello resultaría conveniente que se hiciera referencia expresa a la necesidad de informe de carácter preceptivo en el apartado 2 del artículo 4 del APL:

*2. La planificación eléctrica será realizada por la Administración General del Estado, **previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia**, con la participación de las Comunidades Autónomas y será sometida al Congreso de los Diputados.*

Por otra parte, el apartado 4 de este mismo artículo, se refiere a la posibilidad de que excepcionalmente y por Acuerdo del Consejo de Ministros se pueda proceder a la revisión de la planificación eléctrica. También en este caso, e independientemente de su carácter excepcional, resultaría deseable hacer referencia a las funciones que ostenta la CNMC.

3. [...]

*Excepcionalmente y por Acuerdo del Consejo de Ministros, **previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia**, se podrá proceder a una revisión de la planificación cuando, de acuerdo a los criterios de planificación establecidos, se haya presentado un hecho imprevisto que pudiera afectar de manera significativa a la garantía y seguridad de suministro o concurren razones de eficiencia económica del sistema. Estas actuaciones deberán ser propuestas por el operador del sistema y gestor de la red de transporte motivando su carácter excepcional.*

Artículo 7. Garantía del Suministro.

El APL introduce en este artículo un nuevo supuesto que facultará al Gobierno para adoptar las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica. En concreto podrá actuar ante situaciones en las que se produzcan reducciones sustanciales de la disponibilidad de las instalaciones de producción, transporte o distribución o de los índices de calidad del suministro.

Adicionalmente, entre las medidas que podrá adoptar el Gobierno se contempla una nueva facultad: la operación directa de las instalaciones de generación, transporte y distribución. De esta forma los motivos y las medidas excepcionales que se contemplan para garantizar el suministro por parte del Gobierno experimentan una ampliación considerable.

En este sentido, resulta preciso recordar la necesidad de que todas las medidas dirigidas a garantizar el suministro se efectúen después de realizar una adecuada justificación de su necesidad y proporcionalidad, analizando su impacto sobre la competencia y, en su caso, limitándolas en el tiempo al mínimo imprescindible. A este respecto, el artículo 42 de la Directiva 2009/72/CE, al regular las medidas de salvaguarda, señala que las mismas deben causar las mínimas perturbaciones posibles, no deben tener un alcance mayor que el estrictamente indispensable, y se notificarán inmediatamente a los demás Estados miembros y a la Comisión Europea, la cual podrá decidir su modificación o supresión si suponen un falseamiento de la competencia o un perjuicio comercial incompatible con el interés común.

En este sentido, el artículo 37.1.t) de la Directiva 2009/72/CE fija como una de las obligaciones de las autoridades reguladoras el control de la aplicación de las medidas de salvaguarda.

Por todo ello, se propone la siguiente redacción alternativa para el apartado 1 del artículo 7:

1. El Gobierno podrá adoptar, para un plazo determinado y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el que se evalúe su necesidad y proporcionalidad, las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica cuando concurra alguno de los siguientes supuestos: [...]

Adicionalmente, y de conformidad con la Directiva 2009/72/CE se considera oportuna la introducción de un nuevo apartado 4 en el que se contemple la notificación a la Comisión Europea y a los Estados miembros:

4. Las medidas contempladas en el apartado 2 que se adopten por el Gobierno serán notificadas a la Comisión Europea y demás Estados miembros para el análisis de su impacto sobre la competencia y los intercambios comerciales.

Artículo 16. Peajes de acceso a las redes y cargos asociados a los costes del sistema.

En este artículo se regula el procedimiento para el cálculo de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, así como los cargos necesarios para cubrir otros costes de las actividades del sistema. En el caso de los peajes de acceso, se prevé su establecimiento de conformidad con la metodología establecida por la CNMC.

Sin embargo, en el caso de los demás cargos necesarios para cubrir otros costes de las actividades del sistema no se contempla una facultad similar, concretando el apartado 3 que el establecimiento de la metodología para su cálculo corresponderá al Gobierno.

En este sentido, se desconocen las circunstancias por la que se ha decidido otorgar un tratamiento diferente a la determinación de los peajes y los cargos, sin que la MAIN incorpore información a tal efecto. En cualquier caso, atendiendo a las funciones de supervisión y control que desempeña la CNMC, resultaría deseable la obligación de solicitar informe a la CNMC también en relación con el establecimiento de la metodología de cálculo de los cargos por parte del Gobierno. De esta forma, se propone la siguiente modificación para apartado 3:

*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.*

Por su parte, el apartado 5 prevé el establecimiento anual por parte del Ministro de Industria, Energía y Turismo de los cargos y peajes de acceso, así como su revisión de forma excepcional, cuando se produzcan circunstancias que afecten de modo relevante a los costes regulados o a los parámetros utilizados para su cálculo. También en relación con esta revisión excepcional por parte de dicho Ministerio resultaría deseable la previa emisión de informe de la CNMC:

*5. Con carácter general, los peajes de acceso a las redes y los cargos a los que se refiere el apartado 1 del presente artículo se establecerán anualmente por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, con base en las estimaciones realizadas. Dichos cargos y peajes de acceso podrán revisarse asimismo, **previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia**, cuando se produzcan circunstancias que afecten de modo relevante a los costes regulados o a los parámetros utilizados para su cálculo.*

Artículo 17 Precios voluntarios para el pequeño consumidor y tarifas de último recurso.

La existencia de los PVPC y de la TUR y la regulación final y determinación de los mismos supone un aspecto fundamental para una correcta liberalización del sector eléctrico. El establecimiento de un determinado nivel para el PVPC y la nueva TUR tendría considerables implicaciones en relación con las condiciones de competencia en el mercado y para el acceso de consumidores al mercado libre. Por ello, en la determinación de la metodología para el cálculo de ambos precios, resultaría aconsejable que el APL concretara la participación de la CNMC a través de la emisión del correspondiente informe. En consecuencia, se solicita la modificación del apartado 4:

*4. El Gobierno, **previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la***

***Competencia**, establecerá la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor y de las tarifas de último recurso. 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 estos precios de referencia y tarifas de último recurso.*

Artículo 20 Contabilidad e información.

El APL introduce en este artículo nuevas obligaciones de contabilidad e información para los agentes en relación a las distintas actividades que realizan así como en relación a la formación de los precios en el mercado mayorista. Los cambios introducidos se valoran positivamente en la medida en que contribuirán a evitar la realización de transferencias cruzadas entre actividades y facilitarán la vigilancia y supervisión del mercado mayorista ante posibles comportamientos incorrectos.

El deber de colaboración con la CNMC se encuentra con carácter general establecido en el artículo 28 de la Ley 3/2013, exigiéndose respecto de cualquier persona física o jurídica para toda clase de datos e informaciones que puedan resultar necesarias para el desarrollo de sus funciones. Adicionalmente, el artículo 37.4.c) de la Directiva 2009/72/CE establece la obligación para los Estados miembros de dotar a las autoridades reguladoras de la facultad para recabar de las empresas eléctricas cualquier información pertinente para el desempeño de sus funciones.

Sin perjuicio de lo anterior, dado que en este artículo del APL en ocasiones se menciona a la CNMC como receptora de determinada información y en ocasiones no se concreta dicha circunstancia se solicitan determinadas modificaciones a su articulado.

En primer lugar, con carácter general, se solicita la modificación del primer párrafo del apartado 4 citando expresamente a la CNMC como receptora de la información:

4. Las empresas deberán proporcionar a la Administración y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información que les sea requerida, en especial en relación con sus estados financieros, que deberá ser verificada mediante auditorías externas a la propia empresa que habrán de realizarse de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Auditoría de Cuentas.

Por otra parte, el apartado 7 obliga a que los sujetos que desarrollan su actividad en el sector eléctrico faciliten la información que afecte a la formación de los precios en los mercados organizados, sin concretar quienes serán los destinatarios de la misma. Dado que el control y supervisión de la formación de los precios se realiza tanto por el MINETUR (artículo 62.a.39 del APL) como por la CNMC (artículo 7 de la Ley 3/2013) correspondería identificarlos como receptores de dicha información:

*7. Los sujetos definidos en el artículo 6 de la presente ley estarán obligados a comunicar **al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia** la información que afecte a la formación de los precios en los mercados organizados del Mercado Ibérico de Electricidad.*

Artículo 45. Consumidores vulnerables.

En algunos artículos del APL se sigue haciendo referencia a la Comisión Nacional de Energía como órgano que se responsabilizará de la realización de determinadas funciones. En la medida en que la aprobación definitiva del APL se producirá, en principio, con posterioridad a la constitución y ejercicio efectivo de las funciones por parte de la CNMC, resultaría necesario sustituir las referencias que se efectúan a la CNE por la CNMC. En el artículo 45, esta situación se da en su apartado 5:

5. [...]

Este porcentaje de reparto será calculado anualmente por ~~la Comisión Nacional de Energía o, en su caso,~~ la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con el procedimiento y condiciones que se establezcan reglamentariamente.

Artículo 71. Competencia para imponer sanciones.

El artículo 37.4.d) de la Directiva 2009/72/CE señala la necesidad de que los Estados miembros doten a las autoridades reguladoras de las competencias necesarias para cumplir con las obligaciones que se les imponen, y en particular para que puedan imponer sanciones efectivas, proporcionadas y disuasorias a las empresas eléctricas que no cumplan las obligaciones impuestas por la mencionada Directiva y por cualquier decisión jurídicamente vinculante de la autoridad reguladora, o proponer a un tribunal competente que imponga estas sanciones.

Analizando la normativa que atribuye la competencia para imponer sanciones se ha constatado que la CNMC carecería de la facultad para imponer sanciones en el caso del incumplimiento por los operadores de determinadas obligaciones establecidas por la Directiva.

En cuanto a las infracciones muy graves, esta circunstancia se ha detectado en caso de incumplimiento de las medidas para garantizar el suministro en relación con el artículo 42 de la Directiva; y en el supuesto de interrupción o suspensión de suministro y negativa de suministrar en relación con las obligaciones de servicio público y protección al cliente del artículo 3 de la Directiva.

En materia de infracciones graves, se han detectado omisiones similares en el incumplimiento de realizar auditorías externas en relación con el artículo 31 de la Directiva; y en el incumplimiento por parte de las empresas del mantenimiento y

correcto funcionamiento de un servicio de atención a quejas, reclamaciones e incidencias en relación con el Anexo I de la Directiva.

Por ello, se solicita la modificación del apartado 3 del artículo 71 en el siguiente sentido:

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, dentro de su ámbito de actuación y de las funciones que tiene encomendadas y sin perjuicio de las competencias de la Administración General del Estado y de las Comunidades Autónomas, podrá imponer sanciones efectivas, proporcionadas y disuasorias a las empresas eléctricas por las infracciones administrativas siguientes:

*a) Las tipificadas como muy graves en los párrafos 1, 2, 5, 6, 7, 11, **12**, 25, 26, 28, **32**, **33**, 38, 39, 40 y 45 del artículo 62.a) de la presente Ley, así como por aquellas tipificadas en el citado artículo 62.a), en relación con los incumplimientos de resoluciones jurídicamente vinculantes o requerimientos de la citada Comisión en el ámbito de sus competencias.*

*b) Las infracciones graves a que se hace referencia en el párrafo anterior cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse de muy graves y, en particular, en el caso de las tipificadas en los párrafos 1, 4, 5, 6, 13, 14, 15, 21, 22, 23, 24, **25**, 26, 27y 28 del artículo 63.a) de la presente Ley, en relación con los incumplimientos de resoluciones jurídicamente vinculantes o requerimientos de la citada Comisión en el ámbito de sus competencias.*

Artículo 76. Instrucción.

En la medida en que la CNMC tiene asignadas competencias de instrucción y resolución para determinadas infracciones administrativas que se contienen en el APL, se considera oportuno añadir un nuevo apartado 3 en este artículo para evitar interpretaciones que resulten contrarias al contenido del artículo 71 que regula la competencia para imponer sanciones, así como a la propia LCNMC.

3. Las competencias de instrucción y archivo de actuaciones de los apartados 1 y 2 anteriores se entienden sin perjuicio de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y en el artículo 71 de esta Ley.

Disposición final primera. Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico [...]

Al igual que ocurría con el artículo 45, en la Disposición final primera se hace referencia a la CNE para el ejercicio de determinadas funciones. En la medida en que la aprobación del APL se produzca con posterioridad a la constitución y ejercicio efectivo de las funciones por parte de la CNMC, su redacción debería ser modificada:

2. [...]

*Cuando por la aparición de desajustes temporales, el fondo acumulado en la cuenta específica a que se refiere el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, abierta en régimen de depósito arrojava un saldo negativo, éste será liquidado por la Comisión Nacional de ~~Energía~~ **los Mercados y la Competencia** en las liquidaciones mensuales aplicando los siguientes porcentajes de reparto:*

[...]

5. [...]

*Los pagos que realice la Comisión Nacional de ~~Energía~~ o, en su caso, el órgano encargado de las liquidaciones **los Mercados y la Competencia**, necesarios para satisfacer los derechos de cobro tendrán consideración de costes del sistema y se recaudarán a través de los cargos establecidos de acuerdo a lo dispuesto en la presente Ley hasta su satisfacción total.*

[...]

7. La sociedad gestora del fondo de titulización será designada por la Comisión, que a estos efectos se cree, dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo que la presidirá. Dicha Comisión estará compuesta por representantes del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y del Ministerio de Economía y Hacienda. En atención a la naturaleza de la función asignada a la Comisión, esta podrá contar con el asesoramiento técnico de la Comisión Nacional de ~~Energía~~ o, en su caso, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y de la Comisión Nacional del Mercado de Valores por las especiales condiciones de experiencia y conocimientos que concurren en tales organismos.