



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME 16/2013 DE LA CNE SOBRE EL ANTEPROYECTO DE LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO

31 de julio de 2013

ÍNDICE

1	Objeto.....	4
2	Antecedentes	4
3	Resumen y Conclusiones.....	5
4	Consideraciones.....	25
4.1	Consideraciones Generales	25
4.2	Título I. Disposiciones generales.....	28
4.3	Título II. Ordenación del suministro	30
4.3.1	Garantía de suministro (artículo 7).....	30
4.3.2	Funcionamiento del sistema (artículo 8)	31
4.3.3	Autoconsumo (artículo 9).....	32
4.3.4	Actividades en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (artículo 10)	33
4.3.5	Intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad. Intercambios entre sistemas (artículo 11).....	37
4.3.6	Separación de actividades (artículo 12).....	37
4.4	Título III. Sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico	42
4.4.1	Sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico (artículo 13).....	42
4.4.2	Retribución de las actividades (artículo 14)	44
4.4.3	Peajes de acceso a las redes y cargos asociados a los costes del sistema (artículo 16)	47
4.4.4	Precios voluntarios para el pequeño consumidor y tarifas de último recurso (artículo 17)	50
4.4.5	Cobro y liquidación de los peajes (artículo 18)	56
4.4.6	Desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema (artículo 19).....	59
4.4.7	Contabilidad e información (artículo 20)	63
4.5	Título IV. Producción de energía eléctrica.....	67
4.5.1	Actividades de producción de energía eléctrica (artículo 21).....	67
4.5.2	Sistema de ofertas en el mercado diario de producción de energía eléctrica (artículo 23)	67
4.5.3	Demanda y contratación de la energía producida (artículo 24)	68
4.5.4	Excepciones al sistema de ofertas (artículo 25).....	69

4.5.5	Derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica (artículo 26)	
	70	
4.6	Título V. Gestión económica y técnica del sistema eléctrico	71
4.6.1	Operador del mercado (artículo 29)	71
4.6.2	Operador del sistema (artículo 30).....	72
4.6.3	Designación y certificación del gestor de la red de transporte (artículo 31)...	75
4.6.4	Conexión y Acceso (artículo 33)	76
4.7	Título VI. Transporte de energía eléctrica	84
4.7.1	Red de transporte de energía eléctrica (artículo 34).....	84
4.7.2	Autorización de instalaciones (artículo 35)	85
4.7.3	Derechos y obligaciones del transportista (artículo 36)	85
4.7.4	Acceso a las redes de transporte (artículo 37)	85
4.8	Título VII. Distribución de energía eléctrica	86
4.8.1	Regulación de la distribución (artículo 38)	86
4.8.2	Autorización de instalaciones de distribución (artículo 39)	86
4.8.3	Obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras (artículo 40)	87
4.8.4	Líneas directas (artículo 42)	88
4.9	Título VIII. Suministro de energía eléctrica.....	88
4.9.1	Resolución de controversias	88
4.9.2	Suministro (artículo 43).....	90
4.9.3	Derechos y obligaciones de los consumidores en relación con el suministro (artículo 44)	94
4.9.4	Consumidores vulnerables (artículo 45)	99
4.9.5	Obligaciones y derechos de las empresas comercializadoras en relación al suministro (artículo 46).....	99
4.9.6	Gestión de la demanda (artículo 48).....	105
4.9.7	Incumplimientos de las empresas comercializadoras (artículo 49)	105
4.9.8	Eficiencia energética (artículo 50).....	107
4.9.9	Calidad del suministro eléctrico (artículo 51)	108
4.9.10	Sobre la suspensión del suministro (artículo 52)	109
4.10	Título IX. Autorizaciones, expropiación y servidumbre.....	109
4.10.1	Autorización de instalaciones de transporte, distribución y producción. Autorización de explotación tras un cierre temporal (artículo 53).....	109

4.11	Título X. Régimen de infracciones, sanciones e inspecciones.....	111
4.11.1	Consideraciones generales	111
4.11.2	Infracciones muy graves (artículo 62).....	112
4.11.3	Infracciones graves (artículo 63)	113
4.11.4	Competencia para imponer sanciones (artículo 71)	115
4.11.5	Régimen jurídico aplicable (artículo 73).....	117
4.11.6	Régimen jurídico aplicable (artículos 74, 75, 76).....	117
4.11.7	Plazo para resolver y notificar (artículo 77)	118
4.11.8	Inspecciones (artículo 80).....	118
4.12	Disposiciones adicionales	118
4.12.1	Financiación de los desajustes del sistema eléctrico (Disposición adicional sexta)	118
4.12.2	Prescripción de los derechos y obligaciones del sistema eléctrico (Disposición adicional séptima).....	119
4.12.3	Propuesta de una nueva disposición adicional para el establecimiento de mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo.....	120
4.12.4	Propuesta de nueva Disposición adicional. Acceso a los registros regulados en la presente Ley	121
4.13	Disposiciones transitorias.....	121
4.13.1	Oficina de cambios de suministrador (Disposición transitoria tercera)	121
4.13.2	Separación jurídica de actividades (Disposición transitoria cuarta)	123
4.13.3	Adaptación de las sociedades cooperativas de consumidores y usuarios (Disposición transitoria quinta)	125
4.14	Disposición derogatoria.....	125
4.15	Disposiciones finales.....	125
4.15.1	Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico (Disposición final primera)	125
4.15.2	Habilitación normativa (Disposición final segunda)	126
4.15.3	Propuesta de nueva disposición final: Modificación de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento UE 1227/2011 (REMIT)	126
	ANEXO. ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD.....	130

INFORME 16/2013 DE LA CNE SOBRE EL ANTEPROYECTO DE LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO

De acuerdo con 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, en relación con la disposición adicional undécima.Tercero.1. Primera de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 31 de julio de 2013, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 OBJETO

Este documento tiene por objeto informar del Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico (LSE). De acuerdo con la exposición de motivos, el Anteproyecto de Ley tiene por objeto establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al menor coste posible. De acuerdo con el preámbulo del Anteproyecto de Ley, ésta se enmarca en el ámbito de la reforma estructural del sector eléctrico incluida en la Recomendación del Consejo relativa al Programa Nacional de Reformas de 2013 de España, aprobadas por el Consejo de la Unión Europea el 9 de julio de 2013.

La estructura del documento es la siguiente: en la sección 2 se describen brevemente los Antecedentes; en la sección 3 se presentan el resumen y las conclusiones alcanzadas por esta Comisión en el análisis del Anteproyecto de Ley. La sección 4 recoge las consideraciones efectuadas al Anteproyecto de Ley incluyendo, en algunos casos, propuestas de redacción al articulado del Anteproyecto de Ley. Esta sección se organiza según el articulado del Anteproyecto de Ley. Por último, el Anexo recoge las alegaciones del Consejo Consultivo de Electricidad (CCE).

2 ANTECEDENTES

Con fecha 16 de julio de 2013 ha tenido entrada en esta Comisión oficio de la Secretaria de Estado de Energía (SEE) solicitando informe preceptivo del Anteproyecto de referencia, en los plazos previstos en el artículo 6 del Reglamento de la Comisión Nacional de Energía (CNE) para el procedimiento de tramitación de urgencia, el Anteproyecto de referencia.

Esta Comisión considera que el plazo para informar el Anteproyecto de Ley es insuficiente, teniendo en cuenta la importancia normativa y la relación con otras propuestas reglamentarias también remitidas para informe coincidentes en el tiempo. La falta de plazo es particularmente relevante para el análisis de las distintas alegaciones de los miembros del CCE.

El Anteproyecto consiste en 80 artículos distribuidos en 10 títulos, algunos de ellos subdivididos en capítulos, 7 disposiciones adicionales, 5 disposiciones transitorias, una disposición derogatoria, y 4 disposiciones finales, la última de las cuales contiene la cláusula de entrada en vigor el día siguiente al de su publicación en el BOE, salvo el artículo 33 sobre conexión y acceso que entrará en vigor cuando se aprueben por el Gobierno los criterios técnicos para la concesión de permisos de conexión y acceso.

Con fecha 16 de julio de 2013 la propuesta fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. Se han recibido las alegaciones que se adjuntan como Anexo al presente informe.

3 RESUMEN Y CONCLUSIONES

Sobre la base de las consideraciones que se presentan en este informe, cabe concluir:

1. Esta Comisión considera que el **plazo para informar el Anteproyecto de Ley (APL)** es insuficiente, teniendo en cuenta la importancia normativa y la relación con otras propuestas reglamentarias también remitidas para informe coincidentes en el tiempo. La falta de plazo es particularmente relevante para el análisis de las distintas alegaciones de los miembros del CCE.

2. Tal y como se indica en la Exposición de Motivos, el APL tiene por objetivo actualizar y mejorar la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, según la experiencia acumulada y la evolución del proceso de liberalización, intentando corregir asimismo los desequilibrios que se han generado en el sector eléctrico en los últimos años. El Anteproyecto de Ley pretende, además integrar en un solo texto todas las disposiciones con rango de ley dispersas en las distintas normas aprobadas desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997. Sin embargo, tanto en la Exposición de Motivos como en el propio texto del APL no figuran las **referencias normativas europeas** en relación al mercado interior de la electricidad, por lo que se propone que sean incorporadas.

Por otra parte, en la Exposición de Motivos del APL tampoco se hace referencia a los aspectos de la sostenibilidad ambiental, ni al denominado “Paquete Verde” europeo, con los objetivos del año 2020, ni a la Directiva de eficiencia energética. Sin embargo, en el texto del APL se incluyen mecanismos económicos de promoción de las energías renovables, la cogeneración de alta eficiencia y los programas de ahorro y eficiencia energética, y además se promueve la participación activa de los consumidores en el mercado y en su caso, en los servicios de ajuste, lo que mejora la eficiencia. Se propone, por tanto, recoger también estos aspectos en la Exposición de Motivos.

3. En relación con la **regulación del funcionamiento del sistema**, se propone incorporar la definición de los mercados diario e intradiario, así como sustituir las referencias que se realizan en el redactado del APL a la resolución de restricciones técnicas, a los servicios complementarios, y a la gestión de desvíos, por el concepto más general de “servicios de ajuste del sistema”.

4. En relación al régimen económico de las modalidades de **autoconsumo**, se considera que las metodologías de asignación de los costes tienen en cuenta la energía consumida, la potencia contratada, y en el futuro, incluso podrían tener en cuenta un cargo fijo por cliente. Asimismo, el cálculo de los cargos que corresponden a los costes como anualidades de déficit, compensación de extrapeninsulares, prima de régimen especial, etc., se deben asignar de forma que no haya trato discriminatorio. En este sentido se propone modificación del redactado del APL.

5. En relación con la **regulación de las actividades en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (artículo 10)**, con el fin de reducir paulatinamente los sobrecostes de estos sistemas, se propone que se recoja en el APL unos principios generales que tienden a introducir elementos de competencia y de eficiencia, que en todo caso deberían ser desarrollados reglamentariamente: (i) la planificación global de infraestructuras eléctricas y gasistas cuyos presupuestos sirvan de referencia para la retribución de las mismas, (ii) el establecimiento de costes estándares eficientes en las instalaciones existentes, (iii) en su caso, las subastas de capacidad para adjudicar las nuevas instalaciones, (iv) el fomento de las energías renovables cuando técnica y económicamente tengan sentido, (v) la integración de los sistemas no peninsulares en el mercado peninsular cuando exista una interconexión de capacidad comercial suficiente, (vi) el despacho de costes variables estándares o auditados según corresponda, (vii) el establecimiento de incentivos al OS para que manteniendo la garantía de suministro reduzca progresivamente el sobrecoste de generación respecto al coste de despacho, (viii) y la incorporación de señales de precios a los consumidores y a los nuevos generadores relacionados con los costes de generación de cada sistema aislado.

6. Respecto a la **regulación de los intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad**, se propone que además del OS, otros sujetos del sistema, pudieran realizar intercambios a corto plazo de energías de balance o de reserva que tengan por objeto el mantenimiento de las condiciones de calidad y seguridad del suministro. Este asunto está en discusión en el desarrollo del Código de Red de Balance (*Network Code on Balancing*).

7. En el ámbito de la **separación de actividades**, como novedad el APL incluye en el artículo 12 la expresión *“bajo la responsabilidad de sus administradores”*, cuando se refiere a la obligación para los grupos de sociedades de garantizar (ahora *“bajo la responsabilidad de sus administradores”*) la independencia de las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas mediante la protección de sus intereses profesionales.

7.1. La valoración de la inclusión de esta expresión es favorable, dado que se refuerza con esa atribución de responsabilidad personal a los administradores de los grupos de sociedades uno de los aspectos esenciales del régimen de separación funcional, a saber, la independencia de los gestores de las actividades reguladas.

7.2. Con el objeto de lograr una mayor separación efectiva de actividades, se considera necesario incorporar en el APL unas directrices generales que permitan garantizar la independencia de dichas sociedades para contratar servicios a otras sociedades del grupo. Todo ello para asegurar que los servicios prestados por la sociedad holding u otras sociedades del grupo a la empresa regulada no tienen por objeto una mera redistribución

de los costes de la estructura del grupo “aguas abajo”, sino que se trata de servicios necesarios para la sociedad regulada y que le reportan valor. Se considera deseable que dichos servicios se recojan en un contrato, con márgenes explícitos, y suficiente detalle de los medios materiales y humanos con los que se efectuará la prestación.

7.3. Asimismo, se propone una directriz general para evitar que el grupo de sociedades no interfiera en la viabilidad del presupuesto elaborado por la sociedad regulada como sociedad individual, lo que podría suponer, en la práctica, intervenir sobre el plan de inversión y gasto en actividades reguladas para favorecer objetivos del grupo de sociedades en su conjunto, aún cuando dicho plan pueda ser viable para la sociedad regulada.

7.4. En relación al informe anual de supervisión y evaluación del código de conducta, se considera conveniente prever en el artículo 12 del APL un plazo de remisión del mismo por el encargado de supervisión, que se propone que sea el 31 de marzo de cada año con respecto al año anterior, coincidiendo con el plazo señalado para la remisión del código de conducta.

7.5. Procede señalar la inclusión en el APL -junto a las distribuidoras que ya estaban mencionadas en la redacción vigente- de las comercializadoras de referencia que formen parte de un grupo de sociedades que desarrolle actividades reguladas y libres en los términos previstos en la presente ley, como sujetos obligados a no crear confusión en su información y en la presentación de su marca e imagen de marca respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización, estableciéndose una exención para las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes. Se valora positivamente la inclusión de dicha obligación en el APL, reforzada por el hecho de que se recoge un nuevo tipo infractor grave en para los casos de incumplimiento de esta obligación de ausencia de confusión.

7.6. En el APL se eliminan las exenciones en materia de separación de actividades para las distribuidoras de menos de 100.000 clientes. Se considera adecuado eliminar la exención sobre el apartado 1, si bien se señala que la adaptación conllevará previsiblemente la realización de operaciones societarias de segregación de la rama de actividad regulada. Dada la experiencia de esta Comisión en el análisis de las operaciones de segregación, en las cuales se han impuesto condiciones con carácter general bajo la antigua redacción de la función 14^a, se considera necesario incorporar la previsión específica de que las operaciones que se realicen para adaptarse al apartado 1, estarán sometidas a la comunicación previa a la que se refiere la D.A. 9^a de la Ley 3/2013, relativa a la toma de participaciones en el sector energético, en los términos establecidos en la citada disposición.

7.7. Por otra parte, se considera que algunas distribuidoras de menos de 100.000 clientes, por lo reducido de su estructura de personal, y porque los accionistas coinciden en ocasiones con los administradores, no podrán adaptarse a cumplir con las obligaciones de separación funcional establecidas en el apartado 2 del artículo 12 del APL. Ello podría ocasionar que vendan sus participaciones en comercializadoras, lo que podría implicar que desaparezcan pequeñas comercializadoras, con impacto negativo para la competencia. Por ello, se propone mantener la obligación relativa al apartado 2 del artículo 12 del APL únicamente para las distribuidoras de menos de 100.000 clientes que

distribuyen más de 45 GWh/año, y que son los sujetos obligados a reportar información contable y económico-financiera a través de la Orden 1548/2009 y la Circular 5/2009 de la CNE.

8. El APL introduce como directriz básica la **sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, entendida como la capacidad para satisfacer la totalidad de los costes del sistema. Todo ello enmarcado en la situación vigente de elevada deuda acumulada del sistema eléctrico.**

El APL define los ingresos y los costes del sistema, y establece como principio básico la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes, a efectos de asegurar el equilibrio del sistema. Según el APL, anualmente se establecerá una previsión sobre la evolución de las distintas partidas de costes e ingresos para los seis años siguientes.

8.1. Se valora positivamente la introducción de dicha medida que introduce transparencia en los costes del sistema y su financiación, así como sobre la evolución de los mismos a medio plazo, a efectos de evitar la generación de déficits sucesivos.

8.2. Se considera necesario incluir los ingresos de los agentes que exportan energía a países no comunitarios, que sufragan los peajes de acceso destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución. También se considera necesario incluir una cláusula que permita incluir cualquier otro ingreso liquidable, atribuido expresamente por una norma de rango legal o reglamentario. Adicionalmente, se propone indicar específicamente que los peajes de acceso de transporte y distribución serán los destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución.

8.3. En relación con los costes del sistema eléctrico, se considera necesario que el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad se incluya dentro del coste de la energía, y no a través de los peajes, como ya se indicó en el Informe 4/2012 sobre el Sector Energético Español. Adicionalmente, se propone que el coste en concepto de anualidades correspondientes a los déficit del sistema eléctrico, incorpore expresamente los ajustes de las mismas, para reflejar los ajustes en la anualidad de FADE durante el ejercicio en curso derivados de emisiones no asociadas a derechos de cobro. Respecto al coste de la gestión técnica y económica del sistema, y en la medida en que el Operador del Mercado y el Operador del Sistema se financian con cargo a precios regulados que cobran a los agentes, se propone incorporar expresamente la previsión de que el coste se refiera únicamente al importe necesario por la retribución que se establezca para cada uno de ellos, a través de su financiación con los precios regulados que cobran a los agentes. Sobre los desajustes, se considera que debería recogerse de forma expresa la consideración de ingreso o coste de los desajustes temporales de ingresos y costes del sistema a los que se hace referencia en el artículo 19 del APL.

8.4. En relación con el principio establecido en el APL de que toda medida normativa que suponga un incremento de costes o una reducción de ingresos, debe incorporar los ajustes oportunos de otras partidas de costes, o incrementos de ingresos, que aseguren el equilibrio del sistema, se considera una adecuada práctica regulatoria si bien no está determinada su aplicación.

9. En relación a la **retribución de las actividades**, se incluyen las siguientes consideraciones:

9.1. Debido a que no todos los costes del sistema (como las anualidades del déficit) tienen la consideración de retribución de las actividades reguladas, se propone incorporar dicho inciso en el apartado 1 el artículo 14 del APL.

9.2. En el APL se establece la previsión de que los parámetros de retribución de las distintas actividades, podrán revisarse cada 6 años. Se considera adecuado, para aportar seguridad en dichos procesos, que se establezca expresamente en el APL que la revisión se realizará antes del comienzo del periodo regulatorio.

9.3. En relación a la tasa de retribución aplicable a la inversión neta reconocida a las distintas actividades, pasa a estar referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado. Se considera que a efectos de justificar metodológicamente la cuantificación del diferencial, éste debería fijarse en función de la diferencia entre el WACC de referencia de la actividad a retribuir, y el rendimiento de las Obligaciones del Estado. Por ello, se propone que antes del inicio de cada periodo regulatorio de 6 años, y dentro de la revisión de los parámetros de retribución, debería incluirse el cálculo del WACC de referencia de cada actividad.

9.4. El APL establece expresamente la posibilidad de incorporar incentivos a la reducción de los costes del sistema eléctrico derivados de la operación, para el Operador del Sistema, lo que se valora positivamente.

En relación al establecimiento de incentivos para las distintas actividades, se propone que éstos puedan ser positivos o negativos, y además que el APL defina un marco general para el establecimiento de los mismos, en el que se contemple de forma expresa una serie de incentivos, pero que no limite el establecimiento de otros en el futuro. A tal fin se propone en el presente informe mejoras de redacción en la definición del esquema de incentivos de la operación del sistema, la operación del mercado, la distribución y el transporte.

9.5. En relación a la retribución de la actividad de producción, y dado que actualmente el diseño del mercado intradiario es una cuestión que se encuentra en discusión a nivel europeo en el desarrollo del modelo objetivo para la integración del mercado interior de la energía, y que éste diseño probablemente incorporará mecanismos de contratación continua, se debería modificar la redacción del apartado 5 del artículo 14 del APL para poder contemplar dichos mecanismos.

9.6. En el APL se establece que la actividad de producción podrá incorporar una retribución en concepto de mecanismo de capacidad, así como de servicios de ajuste. De acuerdo con las Directrices Marco de Balance de Electricidad y con las recomendaciones realizadas por ACER, se considera que la demanda también debería tener una participación activa en estos mecanismos y servicios.

9.7. En el caso de las energías renovables, cogeneración y residuos se establece en el APL un régimen retributivo específico, que podrá tener dos componentes, una fija (por

unidad de potencia instalada) y otra variable. Cuando el término variable (de operación) tenga un valor significativo, por ejemplo en el caso de tecnologías con costes variables relevantes como la cogeneración, podría suceder que su funcionamiento fuera indiferente a la señal de precio de mercado. Con el fin de promover una operación eficiente, y que estas instalaciones obtengan una señal adecuada, cabría plantear la eliminación del término de operación e incluir en el cálculo del término de potencia los costes de inversión y explotación no recuperados por la venta de energía y por otros posibles ingresos de explotación, tales como la venta del calor en las instalaciones de cogeneración.

10. En relación con los **peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y los cargos asociados a los costes del sistema**, se valora positivamente la distinción realizada en el APL entre peajes de transporte y distribución y los cargos, en la medida en que se introduce una mayor transparencia al establecer claramente que la retribución de las actividades de transporte y distribución, que será recuperada a través de los peajes de acceso a las redes, establecidos conforme a la metodología de asignación que establezca la CNMC, mientras que el resto de los costes del sistema, distintos de los anteriores, serán recuperados a través de cargos. No obstante, se realizan las siguientes consideraciones:

10.1. El APL modifica el esquema actual, de forma que limita los peajes de acceso a la recuperación de los costes de transporte y distribución, estableciendo que el resto de costes se recuperarán mediante un cargo. Se entiende que la modificación introducida por el APL debería llevar acompañada la modificación de la función establecida en el artículo 7.1.a de la Ley 3/2013, para lo cual se propone la inclusión de una disposición final de modificación de dicha Ley. Adicionalmente, debido a que se distinguen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, de los cargos necesarios para cubrir otros costes, y dada la diferente naturaleza de los peajes de acceso vigentes y los peajes de acceso del APL, se considera necesario una mayor precisión en los términos que se utilizan en el APL, para evitar confusión.

10.2. Esta Comisión considera necesario, como ya se indicó en el Informe 18/2011 de la CNE sobre el Anteproyecto de Ley por el que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del sector eléctrico, que se realice una transposición de la Directiva similar a la de otros países de la Unión Europea y, en este sentido, que la CNMC establezca la metodología de asignación de la totalidad de los costes que deben recuperarse a través de los peajes de transporte y distribución y cargos.

10.3. En relación a la regulación de los peajes que deberán satisfacer los productores de energía eléctrica incluida en el APL, se propone incorporar la consideración el dictamen de ACER o cualquier modificación de ámbito comunitario.

10.4. De forma análoga a lo establecido en la Ley 34/1998, se considera necesario incluir un nuevo apartado sexto, relativo a las obligaciones de información de los agentes a la CNMC, a efectos posibilitar el cumplimiento de las competencias que se tienen asignadas en relación con el establecimiento de los peajes.

11. El APL en su artículo 17 sobre **precios voluntarios para el pequeño consumidor y tarifas de último recurso (PVPC)**, modifica la concepción de TUR y bono social respecto a la situación vigente.

11.1. Con el objeto de evitar confusión al consumidor, se propone especificar dicha diferencia en la exposición de motivos del APL y valorar la necesidad de realizar una labor de comunicación con los consumidores a través de las Asociaciones de Consumidores en colaboración con la CNMC. Asimismo, se propone asociar como referencia de precios, en lugar de la TUR, el PVPC a los consumidores que transitoriamente carecen de contrato de suministro.

11.2. Respecto a la determinación del coste de producción de energía eléctrica con base en mecanismos de mercado, según el redactado del APL se habilita que haya más comercializadores adicionales a los comercializadores de último recurso (CUR), que cumpliendo con los requisitos, que se establecerán reglamentariamente, se configuren como comercializador de referencia y soliciten su designación como tal. En el caso que se opte por un mecanismo de mercado centralizado (subasta), que esté basado en precios a plazo, respecto a una fórmula basada en cotizaciones de precios a plazo como alternativa, debería ser revisado el mecanismo vigente de adquisición similar al establecido en las subastas CESUR, debido a que la lista de comercializadores de referencia sería potencialmente más amplia que la de los CUR actuales y que además podría eventualmente variar durante el periodo de entrega del producto subastado ante nuevas solicitudes de designación como comercializadores de referencia, dicho mecanismo debería ser objeto de revisión.

11.3. Con el objeto de mejorar la transparencia y facilitar a los consumidores la comparación de precios entre las distintas ofertas de los comercializadores, se propone incluir en el APL la obligación de desglosar en la factura eléctrica, además de los conceptos legalmente establecidos, el coste de la energía, los pagos por capacidad, los cargos, los peajes de transporte y distribución y los impuestos que graven el consumo.

11.4. Se propone concretar en la redacción del articulado del APL, que aquellos consumidores con derecho al precio voluntario para el pequeño consumidor que queden transitoriamente sin contrato, sean suministrados por el comercializador de referencia. .

12. En relación al cobro y liquidación de los peajes, el APL incluye los principios que ha de respetar el Gobierno al establecer reglamentariamente el sistema de liquidaciones: (i) Se incluyen en las liquidaciones tanto los ingresos de los distribuidores como las restantes partidas de ingresos que puedan provenir de otras fuentes; (ii) Se realizaran liquidaciones mensuales a cuenta de la definitiva de cierre de cada año; (iii) La liquidación de cierre se realizará una vez que se incorporen las partidas de ingresos provenientes de cualquier mecanismo financiero establecido normativamente y de los Presupuestos Generales del Estado y (iv) en las liquidaciones provisionales, se aplicará la misma periodificación para la retribución de todas las actividades con retribución regulada.

12.1. El modelo de liquidaciones del APL incluye como novedad el establecimiento de la misma periodificación para la retribución de todas las actividades. Suscribiendo con carácter general este planteamiento, se considera que puede resultar rígido en exceso, y por ello se considera oportuno que se establezca la posibilidad de que, de forma motivada, pueda por Real Decreto excepcionarse. La experiencia muestra que, en aquellos casos en que entidades y fondos financieros han sido perceptores de fondos procedentes de las liquidaciones, ha sido necesario establecer una cadencia de pagos

distinta que les puede resultar más parecida a su operativa habitual, para abaratar los costes del sistema.

12.2. Se considera que mejoraría la redacción actual del APL si las referencias que se hicieran a los peajes y fondos se refirieran a los que se deberían haber facturado por aplicación de los peajes y cargos aprobados.

12.3. El APL establece de forma novedosa y acertada el procedimiento a aplicar en caso de retraso en el pago o impago de liquidaciones de empresas que forman parte de un mismo grupo empresarial, de forma que se compensan cantidades impagadas por una empresa del grupo prioritariamente de los derechos de cobro de las empresas del mismo grupo. Asimismo se establecen los intereses de demora aplicables en el caso de impago de las liquidaciones y la posibilidad de que puedan ser exigibles por el procedimiento de apremio las cantidades impagadas. Ello junto al sistema de sanciones por impago o retraso en el pago por parte de los agentes, que ya existía anteriormente, vienen a incrementar la seguridad de todos los agentes en relación a la percepción de los costes acreditados.

12.4. En el APL se abre la posibilidad de que no quede pendiente el cierre de la liquidación de un ejercicio de la determinación definitiva de un coste, sino que la determinación definitiva del mismo produzca regularizaciones, y, por ende, pagos y cobros en las liquidaciones posteriores en curso.

12.5. Cabe indicar que el apartado 3 dentro del artículo 18 del APL debería trasladarse al Título V, al no incluirse en la actualidad los costes de la energía en la liquidación de las actividades reguladas.

12.6. En relación a la disposición adicional séptima, el APL contempla, como novedad respecto al texto vigente de la LSE, la previsión expresa de plazos de prescripción en relación con el sistema de liquidaciones, estableciéndolo en 15 años, tanto para el reconocimiento de derechos a favor o en contra del sistema, como para el ejercicio del derecho a exigir el pago de obligaciones ya liquidadas. Se considera adecuado que prevea un plazo de prescripción si bien se realizan los siguientes comentarios:

- a) A falta de previsión normativa expresa el plazo supletorio sería el establecido en el Código Civil que es de 15 años.
- b) Las obligaciones resultantes del procedimiento de liquidación de actividades reguladas tendrán, a efectos del interés de demora, la naturaleza de ingresos de derecho público, y su importe podrá ser exigido por el procedimiento administrativo de apremio. Por tanto, el plazo de prescripción debe ser de 4 años.
- c) Debe indicarse que el plazo de prescripción por la ley será de aplicación para derechos nacidos partir de su entrada en vigor.

12.7. Se propone suprimir el apartado e) relativo al *“derecho a la modificación o revocación de la retribución regulada que perciban los sujetos definidos en el artículo 6 de esta ley.”* pues este apartado parece poder abrirse una acción especial para la revisión de las retribuciones reguladas reconocidas y que se apartaría del régimen general de revisión de actos y disposiciones, otorgando un plazo desproporcionadamente amplio

respecto a los plazos previstos normativamente para la impugnación de actos y disposiciones.

13. En el artículo 19 del APL se establece un **mecanismo que regula los desajustes temporales de ingresos y costes del sistema eléctrico**, y se fijan algunas de las características del nuevo sistema: (i) El desajuste temporal de ingresos, que anteriormente era financiado por las matrices de los grupos empresariales eléctricos con más de 100.000 clientes, pasa a serlo por todos aquellos que reciben la retribución con cargo a las diferentes partidas de costes regulados; (ii) Este desajuste será soportado por los sujetos en función de su derecho de cobro; (iii) Se establece un límite anual al déficit de cada ejercicio.

13.1. En relación al procedimiento establecido de ajuste entre ingresos y costes del APL, sería necesario precisar qué se entiende por “*desajuste temporal entre ingresos y costes*”, dado que del contenido de este artículo se podría interpretar que se refiere al que se produce en cada liquidación provisional y en otras ocasiones al total del ejercicio. La aplicación de un límite al déficit cobra sentido si se refiere a un ejercicio y, por seguridad jurídica, sería conveniente que se hiciese con referencia a un hito concreto, por ejemplo a la última liquidación provisional, denominada en el APL (artículo 18.2) liquidación de cierre de cada año. En este sentido, convendría separar y especificar claramente en el APL entre cómo se distribuye el posible desajuste temporal entre los sujetos en las liquidaciones provisionales del ejercicio, de lo que resulta aplicable a los límites al desajuste del ejercicio completo.

13.2. Independientemente de las consideraciones realizadas en el punto 13.4, respecto a los límites del desajuste, que se entiende debe ser del ejercicio completo, en el apartado 2 del artículo 19 se establece el valor máximo de los mismos, y su esquema de financiación. En particular, se limitan los desajustes del ejercicio al 2,5% de los ingresos estimados para un ejercicio y la deuda acumulada al 10% de dichos ingresos estimados. Se considera necesario justificar adecuadamente estos límites, así como establecer un procedimiento transparente a efectos de determinar cuándo han sido superados.

13.3. La redacción del artículo 19.2 podría ser inconsistente con las competencias que tiene asignada la CNMC en relación con los peajes de transporte y distribución, en la medida en que se considera que el procedimiento de imputación de los desvíos forma parte de la metodología a la que se hace referencia en el artículo 7.1.a de la Ley 3/2013. Así, la propuesta de Circular que fue remitida al Consejo Consultivo de Electricidad, incluye, entre los costes a recuperar con cargo a los peajes de acceso, la diferencia entre los ingresos previstos por peajes de transporte y distribución en año n-2 y los ingresos por peajes de transporte y distribución reales considerados en la Liquidación nº 14 del ejercicio n-2, esto es, el desajuste temporal al que se hace referencia en el artículo 19 del anteproyecto. Teniendo en cuenta lo anterior, se propone que se limite la aplicación del procedimiento en relación con los desajustes temporales a los cargos a los que se hace referencia en el artículo 16 del anteproyecto, siendo dichas partidas las que generan los principales desajustes del sistema, y debido a que, la CNMC debe establecer el procedimiento de asignación e imputación de los déficits en relación con las actividades de transporte y distribución.

13.4. Si bien, con carácter general se podría considerar adecuado introducir una revisión automática de los cargos cuando se sobrepasan determinados límites, se debería establecer un procedimiento transparente a efectos de determinar cuándo dichos límites han sido superados y que se garantice estabilidad en la revisión de los cargos ante la evolución coyuntural de los desajustes. La elevada estacionalidad de los desajustes en las liquidaciones provisionales dentro del ejercicio podría inducir a revisiones automáticas frecuentes, distorsionando las señales de precios que perciben los consumidores y generando inestabilidad. Por otra parte, en tanto el artículo 9 del RDL 9/2013 habilita al Ministerio de Industria, Energía y Turismo a la revisión trimestral de los peajes en circunstancias equiparables a las descritas por el mismo, se considera que podría eliminarse el apartado 2 del artículo 19.

13.5. En relación a la financiación del desajuste, en el APL se establece como novedad importante que los desajustes dejarán de financiarse por las sociedades matrices de los principales grupos energéticos y pasarán a financiarse por los sujetos del sistema de liquidaciones, de forma proporcional a los derechos de cobro a partir del 1 de enero de 2014. Se considera necesario especificar que si bien, con carácter general el desajuste temporal es soportado por todos los sujetos, se excluya a los sujetos que no realizan ninguna actividad dentro del sistema eléctrico y que sin embargo reciben ingresos del sistema de liquidaciones (FADE, Fondo de Titulización de activos resultantes de la Moratoria Nuclear, titulares de derechos de cobro del Déficit 2005 y Déficit adjudicado en la 2ª subasta de déficit ex ante, etc.). A su vez, se considera más conveniente que la cantidad a soportar en concepto de déficit se reparta en función de los costes reconocidos a cada agente en lugar de en proporción a sus derechos de cobro. Respecto al periodo de recuperación del desajuste, se considera que debería reducirse de 5 a 2 años con el objeto de reducir la incertidumbre y el plazo de recuperación de dichos desvíos por parte de los titulares de los derechos de cobro y para mitigar los impactos de desajustes pasados en precios futuros.

13.6. Se proponen matizaciones a la redacción del APL con el fin de especificar que en caso de superávit este se considerará un ingreso liquidable del sistema del ejercicio en curso y se destinará preferentemente a la reducción de cantidades pendientes de devolución de desajustes de años anteriores.

13.7 Se propone limitar la previsión relativa a que los cargos (no los peajes de transporte y distribución) no puedan revisarse a la baja, ante la existencia de deudas.

13.8. En la disposición final primera del APL, se establece que a partir del 1 de enero de 2014, los desajustes pasarán a financiarse por todos los sujetos del sistema que perciben su retribución del sistema de liquidaciones y no sólo por las 5 sociedades matrices de los grandes grupos siendo los plazos de recuperación de 5 años. Debido a que para 2013 se fija un plazo de recuperación de 15 años, sin posibilidad de ceder los derechos de cobro a FADE, se considera que las empresas financiadoras deben tener un tipo de interés según el plazo exigido de financiación, de 15 años.

14. En relación a las obligaciones de **contabilidad e información** introducidas en el artículo 20 del APL , con carácter general se consideran adecuadas las modificaciones introducidas en el Anteproyecto de Ley en aras de aumentar la transparencia de información y la separación de cuentas de actividades, a efectos de evitar subvenciones

cruzadas entre actividades.

No obstante, se proponen los siguientes cambios, para reforzar las exigencias de llevar una contabilidad separada por actividades, aportar información sobre las operaciones con otras empresas del grupo y partes vinculadas y establecer la prohibición de prestar garantías y avalar préstamos a las sociedades que realizan actividades reguladas, con respecto a otras sociedades del grupo que realizan actividades liberalizadas o no eléctricas

14.1. Se propone una mejora de redacción para incluir una referencia explícita a la obligación de separación de cuentas por actividades para Red Eléctrica de España, S.A.U, y para el Operador de mercado.

14.2. Se propone incluir la obligación de detallar en la memoria de las cuentas anuales los servicios prestados, costes y márgenes repercutidos por otras entidades del grupo y partes vinculadas, así como especificar los criterios aplicados en la contabilidad separada por actividades, de tal manera que exista una clara correspondencia entre dichos criterios y los valores obtenidos de la contabilidad separada por actividades. Asimismo, se introduce la exigencia explícita de incorporar en la memoria un balance y cuenta de pérdidas y ganancias separado por actividades.

14.3. Se considera necesario incluir la prohibición de prestar garantías ni avales por parte de las sociedades que realizan actividades reguladas a favor de otras sociedades del mismo grupo o partes vinculadas que realicen actividades liberalizadas o ajenas al sector eléctrico.

14.4. Se incorpora asimismo la previsión explícita de que las empresas deben facilitar a la Administración y la Comisión Nacional de Mercados y de la Competencia la información que les sea requerida de su contabilidad separada por actividades, así como de las operaciones realizadas con las empresas de su mismo grupo empresarial y otras partes vinculadas. Asimismo, los márgenes añadidos por las operaciones intragrupo deberán ser transparentes, explicitados y cuantificados en la información que se reporte.

14.5. La disposición transitoria quinta del APL tiene por objeto conceder un plazo de tres años a las sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, para su adaptación a los requisitos establecidos en la presente Ley para el ejercicio de su actividad. Reproduce, sin embargo, un párrafo que ya venía establecido en la disposición adicional novena de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre. Al cambiar la ubicación de una disposición adicional a una disposición transitoria, cuyo párrafo inmediatamente anterior concede un plazo de tres años para la adaptación a la nueva Ley, podría interpretarse que las obligaciones de contabilidad y de separación de actividades no le son exigibles a las cooperativas hasta que transcurra dicho plazo de tres años, por ello se propone la revisión del redactado.

14.6. Adicionalmente, el APL establece que las empresas auditoras que resulten adjudicatarias de concursos para el control, análisis y auditoría de la información empleada para el cálculo de la retribución de actividades reguladas, no podrán establecer relaciones contractuales con las empresas auditadas durante el periodo regulatorio en que se realicen dichos trabajos.

Se propone reforzar este requisito, ampliando el alcance de la prohibición de las auditoras a las empresas del mismo grupo societario al que pertenezca la empresa de auditoría, y respecto de la entidad auditada, a todas las sociedades que forman parte del grupo de aquella. A su vez se propone aumentar el periodo de prohibición de un periodo regulatorio a los dos años siguientes al mismo.

15. En relación con la **regulación de la producción de energía eléctrica** establecida en el APL:

15.1. Con respecto al artículo 24, sobre demanda y contratación de la energía producida, esta Comisión propone indicar que la regulación de los contratos de carácter financiero que tengan como subyacente la energía eléctrica, que en su caso se determinen, se realizará sin perjuicio de las facultades de supervisión de la Comisión Nacional de Mercado de Valores sobre estos instrumentos financieros.

15.2. Se realizan propuestas de redacción consistentes con las funciones de supervisión establecidas en el artículo 7 de la Ley 3/2013 de modo que se contemple la remisión de información sobre los contratos bilaterales de entrega física a la CNMC.

15.3. En relación a los derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica, esta Comisión propone que se establezcan las prioridades relativas a las instalaciones de producción renovables y de cogeneración de alta eficiencia que figuran en las respectivas Directivas europeas, esto es, la prioridad de acceso y conexión a la red para los nuevos proyectos, y la prioridad de evacuación para las instalaciones que han obtenido el acta de puesta en marcha.

15.4. Los productores de energía eléctrica y los consumidores directos de mercado también son agentes que participan en los mercados mayoristas de energía y están sometidos al cumplimiento de las obligaciones y prohibiciones establecidas en el Reglamento (UE) Nº 1227/2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT). En este sentido, se propone incluir una nueva obligación para los productores de energía eléctrica (art. 26) y los consumidores directos de mercado (art. 44), señalando que dichos agentes pondrán a disposición de la CNMC la información necesaria al objeto de la supervisión del cumplimiento de los Reglamentos europeos y en particular de REMIT.

16. Respecto a la **gestión económica y técnica del sistema**, se realizan las siguientes consideraciones:

16.1. Respecto al Operador del Mercado se considera necesario ampliar la redacción dada en el APL a las funciones del Operador del Mercado al ámbito europeo, dado el acoplamiento previsto del MIBEL con el mercado regional del noroeste de Europa.

16.2. Se propone incluir en la redacción del apartado 2 la posibilidad de que se presenten solicitudes de resolución de conflictos contra las actuaciones del Operador del Mercado, como está vigente en la actualidad. Además, de acuerdo con lo previsto en el artículo 12.1.b de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se considera que este Organismo debe ser el responsable de resolver dichas reclamaciones.

16.3. Se proponen diversas modificaciones de redacción en las funciones del Operador del sistema, para hacer constar que el operador del sistema es responsable de realizar todas las previsiones de cobertura y de demanda, tanto en el sistema peninsular como en los no peninsulares; que determinará la capacidad máxima de hibernación y en su caso, podrá proponer la revocación de las autorizaciones de hibernación por razones de garantía de suministro; así como incluir entre sus funciones, la mención específica a las obligaciones derivadas de los Reglamentos europeos, así como otras funciones.

16.4. Adicionalmente, se propone eliminar la previsión del APL relativa a la resolución de las restricciones técnicas *“utilizando criterios de mercado”*, sustituyéndola por una redacción más general de forma que la Ley pueda dar cobertura también a otros mecanismos, como los de precios regulados.

16.5. El APL asigna al Operador del Sistema la función de determinar la capacidad de uso de las interconexiones internacionales (artículo 30.2.h). Para la determinación de dicha capacidad, el operador del sistema debe tener en cuenta la metodología y el procedimiento de asignación de capacidad de interconexión que se determine mediante Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y el Reglamento (CE) no 714/2009, de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad. Lo que se propone incorporar de forma expresa en la redacción del artículo 30.2.

16.6. En relación a la designación y certificación del gestor de la red de transporte, en el apartado 2 del artículo 31 se recoge un nuevo párrafo segundo conforme al cual la sociedad que haya sido certificada como gestor de la red de transporte deberá comunicar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier circunstancia que pudiera afectar al cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 30.1. El nuevo párrafo se considera positivo, pues permitirá a la CNMC iniciar un procedimiento de certificación en aquellos casos en los que tenga conocimiento de posibles transacciones que puedan dar o hayan dado lugar al incumplimiento de los requisitos establecidos en relación a la separación de actividades.

16.7. La referencia al DOCE en relación con la publicación de la resolución de certificación de la CNMC debería eliminarse, bastando indicar en el apartado 5 del artículo 31 del APL que *“dicha resolución, junto con el dictamen de la CE deberá publicarse en el Boletín Oficial del Estado”*.

16.8. En relación con el artículo 33 que regula la conexión y acceso a las redes, se considera que la regulación proyectada por el APL pretende poner término a algunos de los problemas que, en materia de acceso y conexión a red, han venido produciéndose. Se recogen en el precepto, sin embargo, unas previsiones, que habrán de corregirse, que privan a esta Comisión, como ANR energética, en ciertos supuestos, de la competencia que le atribuye la normativa europea para resolver las discrepancias sobre capacidad de la red que mantengan los nuevos entrantes con los titulares de las redes, pues se prevé una *“capacidad de conexión”* respecto de la que -en el caso de la conexión a determinadas redes- esta Comisión no tendría competencia de carácter decisorio.

16.9. Adicionalmente, no se observa la necesidad de un permiso de conexión configurado como permiso previo de conexión, pues esta exigencia, que se acumula al acto administrativo de autorización administrativa (en el que la Administración autorizante ya ha de resolver a la vista del proyecto de la instalación, que incluye el de la instalación de conexión), supone una carga adicional para los nuevos entrantes, que va en línea opuesta a la tendencia de simplificación de trámites administrativos. La autorización administrativa de la instalación que se debe realizar comprende ya la instalación de conexión. La instalación de conexión, junto con el resto de la instalación, debe ser examinada por la Administración autorizante (que habrá de resolver sobre la misma) a la vista del proyecto de instalación (que incluye el de la instalación de conexión), debiendo ser aprobados administrativamente los elementos y equipos a través de los cuales la instalación se conectará a red. No obstante lo anterior, reglamentariamente se podrán establecer condiciones específicas a dicha conexión.

16.10. El derecho de acceso constituye uno de los pilares básicos de la liberalización por cuanto otorga a terceros (productores y consumidores) la posibilidad de acceder a la red eléctrica que es propiedad de una empresa distribuidora o transportista. Estas redes se “liberalizan” mediante el derecho de acceso de terceros a la red. Y este derecho tiene que ver con el interés general al permitir a productores y consumidores participar en el mercado de electricidad. Asimismo, este derecho únicamente puede ser restringido por la falta de capacidad de la red, sobre la base del cumplimiento de criterios técnicos tasados de seguridad, regularidad y de calidad de los suministros. Por ello se debería eliminar el criterio recogido en el APL referido a la “*sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico*”, ya que no corresponde al distribuidor o transportista aplicarlo en el estudio de la capacidad de la red ante una solicitud de acceso, sino en todo caso, al MINETUR en el proceso de inscripción de instalaciones de generación en los registros que otorgan el derecho a percibir una retribución regulada,

16.11. Finalmente, y en congruencia con lo que se prevé en otras leyes sectoriales (en particular, la Ley del Sector de Hidrocarburos), se destaca la necesidad de contar con medios de ejecución forzosa de las resoluciones de concesión del derecho de acceso, dada la problemática que viene produciéndose.

17. En relación a la **regulación del transporte de energía eléctrica** esta Comisión comparte el contenido de este Título, considerando necesario añadir en el artículo 34, que regula que instalaciones se integran en la red de transporte, que la utilización de las redes de transporte, para desarrollar servicios de telecomunicaciones, no debe suponer en ningún caso una merma para la seguridad del sistema de transporte.

18. Respecto a la **regulación de la distribución**, de forma consistente con la valoración efectuada para el transporte, esta Comisión considera necesario añadir que el uso de las redes de distribución para desarrollar servicios de telecomunicaciones no debe suponer en ningún caso una merma para la seguridad del sistema de distribución.

19. En relación al **suministro de energía eléctrica**, establecido en el APL esta Comisión presenta las siguientes consideraciones:

19.1. Respecto a la protección del consumidor, se considera necesario proteger adecuadamente a todos los consumidores domésticos garantizando la misma protección

en cuanto a estos derechos básicos mencionados en el artículo 7 de la Directiva sin distinguir, como hace la regulación actual, entre aquéllos consumidores suministrados por CUR, de los que han contratado con comercializadoras en el mercado libre.

19.2. A su vez se incide en que debería concretarse, al menos en los desarrollos reglamentarios, tanto el plazo de cambio de suministrador correspondiente a comercializador y distribuidor, como precisar normativamente las exigencias de calidad en la atención al consumidor exigibles a las comercializadoras, incluyéndose en dichas exigencias, la concreción de plazos y consecuencias jurídicas del incumplimiento de las mismas.

19.3. Dada la importancia de la protección al consumidor y la relevancia de la resolución de conflictos entre consumidores y empresas eléctricas, se considera necesario que el propio Anteproyecto establezca las líneas generales de dicho procedimiento administrativo de resolución de conflictos. Así pues, se propone un nuevo artículo en esta materia, aunque vinculado, entre otros, a los artículos 43 y 44 que será aplicable a todas las modalidades de suministro previstas en el Anteproyecto. Este artículo establece que los consumidores que sean personas físicas y usuarios finales podrán someter las controversias que les enfrenten con las empresas de electricidad al conocimiento de las entidades de resolución alternativa de litigios en materia de consumo, de acuerdo con la legislación vigente sobre defensa de los consumidores y usuarios, y lo establecido en el apartado 46.1.n de la presente Ley. En línea con las previsiones de las Directivas de la UE, se establece que el procedimiento deberá ser transparente, sencillo y gratuito. Asimismo se establece que para el supuesto de que no se sometan dichas controversias a estas entidades, o que éstas no resulten competentes para la resolución del conflicto, los consumidores que sean personas físicas y usuarios finales, con independencia de su modalidad de suministro, podrán someter la controversia a los órganos competentes en materia de consumo de las Comunidades Autónomas o Ciudades de Ceuta y Melilla en cuyo territorio se efectúe el suministro.

19.4. Se propone atribuir a los órganos de consumo de las Comunidades Autónomas la competencia para resolver, en vía administrativa, tanto las reclamaciones sobre la modalidad de suministro regulado y, en general, cuando se refieran a conceptos regulados, como las que se refieren a los contratos en mercado libre.

19.5. Respecto a los derechos y obligaciones de los consumidores en relación con el suministro, se propone, incluir plenamente la Directiva respecto al derecho de todos los consumidores a recibir todos los datos pertinentes sobre su consumo y que al menos para los consumidores domésticos se incluyan los derechos del Anexo I de la Directiva. Adicionalmente, se considera necesario articular el derecho a disponer de procedimientos para tramitar sus reclamaciones, incorporando las previsiones de la Directiva. En este sentido se propone un redactado específico. Asimismo, debería incluirse el derecho del consumidor, de forma similar al artículo 57.bis d) de la Ley del Sector de Hidrocarburos, a disponer de un servicio de asistencia telefónica facilitado por el distribuidor al que estén conectados sus instalaciones, en funcionamiento las veinticuatro horas del día, al que puedan dirigirse ante posibles incidencias de seguridad en sus instalaciones. Dicho número deberá figurar claramente identificado en las facturas y en todo caso será facilitado por el comercializador al consumidor.

19.6. Se propone incluir entre las funciones del Operador del mercado (art. 29) y del Operador del sistema (art. 30) la mención específica a las obligaciones derivadas de los Reglamentos europeos.

19.7 En relación con las obligaciones y derechos de las empresas comercializadoras, se valora favorablemente la obligación de que las comercializadoras ofrezcan a sus consumidores la posibilidad de solucionar sus conflictos a través de la entidad de resolución alternativa de litigios señalada en el artículo 46 del APL.

19.8. De los cambios introducidos por el APL, esta Comisión entiende que el servicio de atención telefónica y número de teléfono gratuito amplía sustancialmente su ámbito de aplicación, incluyendo a cualquier consumidor (ya sea cliente o no del comercializador), y no sólo a solicitudes de información no vinculadas a incidencias sino a cualquier solicitud relativa a la contratación y suministro o comunicaciones. Se valora favorablemente el que se regule con mayor detalle el servicio de atención a los clientes dado que la obligación establecida en el Real Decreto-ley 13/2012 generó distintas interpretaciones por parte de los comercializadores, como se puede observar en el listado de teléfonos de atención al cliente de los comercializadores de gas como de electricidad que publica la CNE en su web¹.

19.9. Por otra parte, en el APL se incluye la obligación de establecer de forma específica y sólo para los números de teléfono 901 y 902, que deba publicitar el número de teléfono fijo asociado con el fin de evitar costes adicionales en los que incurran cuando deseen realizar comunicaciones como los comercializadores no asociados a reclamación. Si bien se considera oportuna esta medida, teniendo en cuenta que estos teléfonos llevan aparejado un teléfono fijo asociado, parece excesivamente específico, que se limite a los números 901 y 902, ya que si en el futuro la normativa específica de teléfonos de tarificación especial evoluciona en otro sentido, este articulado se quedaría vacío de contenido. Por ello se propone dar una redacción más amplia para que dé cabida a la posible evolución futura de los números de tarificación especial o adicional.

19.10. Se valora favorablemente que tanto la resolución alternativa de litigios, como el servicio de reclamación de quejas, reclamaciones e incidencias, apliquen de forma general a todos los consumidores finales de electricidad.

19.11. Se considera que en el sector eléctrico debería resultar de aplicación lo que se establezca con carácter general para el resto de servicios, en la Ley general para la Defensa de los Consumidores y Usuarios. Esta Ley actualmente se encuentra en tramitación con objeto de trasponer la Directiva 2011/83/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2011, sobre los derechos de los consumidores. En estas disposiciones se hace referencia a que el uso de la línea telefónica no supondrá para el consumidor un coste superior a la tarifa básica.

19.12. Se propone, de forma consistente a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos, que se especifique que el servicio de atención a consumidores finales deberá emitir de forma

¹ <http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/ListComerGasTelfs08072013B.pdf>;
<http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/ListComerEleTelfs11072013.pdf>

automatizada un acuse de recibo con indicación de la fecha, hora y número de solicitud, de manera que exista una seguridad de que la solicitud del ciudadano ha tenido entrada.

19.13. Se valora favorablemente el que se haya incluido expresamente como infracción grave el incumplimiento por parte de las empresas distribuidoras y comercializadoras de electricidad de las obligaciones de mantenimiento y correcto funcionamiento de un servicio de atención a las quejas, reclamaciones, incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones, que incluya un servicio de atención telefónica y número de teléfono, ambos gratuitos, así como de la aplicación de cualquiera de las medidas de protección al consumidor de acuerdo con lo establecido en la presente Ley y su normativa de desarrollo, en especial las relativas a los consumidores vulnerables.

19.14. Respecto a los incumplimientos de las empresas comercializadoras, en el APL se incrementa el número de supuestos que pueden determinar el traspaso de clientes de un comercializador en caso de que incumpla alguna de las obligaciones o requisitos exigidos para el ejercicio de su actividad. En ese sentido esta Comisión considera necesario establecer algún tipo de medida regulatoria que evite que se produzcan traspasos masivos de comercializadoras en proceso de inhabilitación a otras comercializadoras con las que tienen vínculos empresariales. Por ello se podría valorar que cuando un comercializador esté en trámites de inhabilitación, hasta que se resuelvan dichos trámites, cautelarmente no se permita la contratación de clientes procedentes de la comercializadora en proceso de inhabilitación por parte de empresas pertenecientes al mismo grupo empresarial o a empresas vinculadas a la misma.

19.15. Entre los incumplimientos de las empresas comercializadoras se debería incluir el incumplimiento de las obligaciones y prohibiciones establecidas para dichas comercializadoras en REMIT.

20. En relación a la **regulación del régimen de autorizaciones, expropiación y servidumbre**, el APL recoge en un mismo artículo, el 53, las autorizaciones necesarias para las instalaciones de transporte, distribución, producción y líneas directas, que con anterioridad aparecían reguladas en el título correspondiente a cada actividad, estableciéndose dos tipos de autorizaciones, la autorización previa y la autorización de explotación, que permite, una vez ejecutado el proyecto. Los artículos 54 al 60 regulan la utilidad pública, la solicitud de la misma y sus efectos, servidumbre de paso y sus limitaciones, así como el derecho supletorio que resulta de aplicación. Dichos artículos no sufren modificaciones en el APL.

Esta Comisión considera necesario hacer las siguientes observaciones al contenido del artículo 53:

20.1. Se advierte que la vigente regulación de la concesión de autorizaciones administrativas para las instalaciones de transporte, distribución y producción se ha reducido de tres a dos fases: autorización administrativa previa (unifica autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución) y autorización de explotación.

20.2. Cabe advertir que la nueva redacción, que reproduce los mismo términos que el Real Decreto 1955/52000, utiliza la expresión “anteproyecto”. Sin embargo, si se unifican

las dos primeras autorizaciones ya no se debería utilizar el término anteproyecto, sino proyecto. Por lo tanto, se propone su modificación.

20.3. El apartado 2 contempla la posibilidad de que la administración autorizatoria competente pueda establecer una “*resolución de restricciones del proyecto de ejecución*” cuya posibilidad está sometida a condiciones aparentemente contradictoria. No parece coherente que, si existe un interés público del tipo que se indica, quede exclusivamente en manos de promotor la posibilidad de instar la actuación administrativa.

20.4. El apartado 5, como contempla la memoria justificativa que acompaña al Anteproyecto, regula la posibilidad de excepción al procedimiento de autorización de instalaciones, para “*determinados tipos de modificaciones no sustanciales*”. Por motivos de seguridad jurídica y a efectos de evitar la eventual discrecionalidad de la Administración pública que adopta la decisión, resulta imprescindible definir con mayor claridad o establecer unos criterios básicos para calificar una modificación de la instalación como no sustancial.

20.5. El apartado 7 regula transmisión y cierre de las instalaciones de transporte, distribución producción y líneas directas, así como al cierre temporal. Se considera adecuada la inclusión del cierre temporal. El segundo párrafo del precepto merece mayor atención, ya que establece la obligación de desmantelamiento tras el cierre de una instalación. Se considera necesario añadir al segundo párrafo del apartado 7 la expresa mención de que el coste de desmantelamiento, no es, bajo ningún concepto, un coste recuperable vía sistema de liquidaciones.

21. En relación a la regulación del régimen de **infracciones, sanciones e inspecciones** establecido en el APL, se realizan las siguientes consideraciones:

21.1. En el **Régimen de infracciones** se propone la adición de tres nuevas infracciones tipificadas como muy graves, relativas a: (i) *incumplimiento por parte de los gestores de red de distribución de sus obligaciones*, (ii) *incumplimiento por parte de los distribuidores o de los comercializadores de su obligación de poner en práctica los programas de gestión de la demanda*, y (iii) *incumplimiento reiterado de las obligaciones de información establecidas en los apartados 5 y 6 del artículo 63*.

21.2. Se propone la inclusión de cuatro nuevas infracciones tipificadas como graves, relativas a: (i) *manipulación o tentativa de manipulación de mercado, uso de información privilegiada o falta de difusión de información privilegiada, conforme a lo establecido en REMIT*, (ii) *incumplimiento por parte de los sujetos calificados y participantes de los requisitos establecidos para las subastas reguladas*, (iii) *manipulación del precio de los servicios de ajuste mediante la realización de ofertas a precios excesivos* y (iv) *presentación de ofertas con valores anormales o desproporcionados con el objeto de alterar indebidamente el despacho de las unidades de generación o la casación del mercado*.

21.3. Se propone completar el catálogo de infracciones graves con la cláusula “*Son infracciones graves las conductas tipificadas en el artículo anterior cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse de muy graves, y en particular: [...]*”, que ha sido utilizada en numerosas ocasiones por este Organismo en su práctica

sancionadora, en aplicación del principio de proporcionalidad legalmente establecido que rige este tipo de procedimientos.

21.4. En el **Régimen de sanciones** es relevante la propuesta de modificación de la redacción de los apartados 3 y 4 del artículo 71 relativo a la competencia para imponer sanciones en lo que respecta a la CNMC. Igualmente, es importante la propuesta de inclusión de un nuevo artículo relativo al desarrollo del procedimiento sancionador en la CNMC y las modificaciones propuestas en el artículo concerniente a los plazos.

22. En relación con el **ámbito competencial de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC)** se aportan las siguientes consideraciones:

22.1. Se considera necesario introducir mención expresa a la CNMC en el ejercicio de las funciones que tiene legalmente atribuidas. Ello en la medida en que la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC confiere expresamente a este Organismo las funciones que 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, reserva a las Autoridades Reguladoras Nacionales (ARN), Directiva ya traspuesta por el Real Decreto-Ley 13/2013, de 30 de marzo.

22.2. Se considera necesario incluir la función de *“supervisar las medidas necesarias para garantizar el suministro eléctrico”* que la Directiva 2009/72/CE atribuye a las ARN. Cabe recordar la competencia atribuida a la CNMC por el artículo 37 4 a) de la Directiva, relativa a *“promulgar decisiones vinculantes para las empresas eléctricas”*, por ello se propone incluir en el articulado que la CNMC podrá dictar decisiones jurídicamente vinculantes a las empresas comercializadoras, tendentes al cumplimiento de sus obligaciones.

22.3. Esta Comisión a la vista de las competencias de la referida Directiva 2009/72/CE confiere a las ARN propone incluir también mención específica en el articulado sobre sus funciones de supervisión de las medidas de protección de los consumidores y su capacidad para la emisión de decisiones jurídicamente vinculantes tendentes al cumplimiento de las mismas.

22.4. En relación con el artículo 23 que regula el sistema de ofertas en el mercado diario de producción de energía eléctrica, y de acuerdo con el denominado “Tercer Paquete” energético, las ARN junto a ACER y ENTSO-E, han de elaborar los Códigos técnicos europeos de red para garantizar la coordinación del funcionamiento de los distintos sistemas y mercados regionales. Adicionalmente, en el artículo 7 de la mencionada Ley 3/2013, se establece que será responsabilidad de la CNMC el desarrollo de las metodologías relativas al acceso a las infraestructuras transfronterizas, y de prestación de servicios de equilibrio entre sistemas. Asimismo, el ejercicio de las funciones de supervisión de mercado atribuidas por el artículo 7 de la Ley 3/2013 dota a la CNMC de un conocimiento de mercado que aconseja conferirle esta competencia relativa a la aprobación de las reglas de mercado y de los procedimientos de operación. En consecuencia, se considera necesario que se atribuyan expresamente a la CNMC las competencias para aprobar dichas normas técnicas y de detalle, que en todo caso deben estar basadas en los criterios generales que se fijan reglamentariamente.

22.5. En relación con la determinación de los cargos para financiar los costes regulados del sistema diferentes a los de usos de las redes, se considera necesario que el APL confiera a la CNMC, como autoridad reguladora nacional, la competencia de establecer la metodología asignativa de dichos costes adicionales a los de redes, en línea con otras autoridades reguladoras europeas. En caso contrario, debería solicitarse informe preceptivo previo a la CNMC para el establecimiento de dicha metodología, así como informe preceptivo sobre la propuesta de Orden por la que se establezca la evolución de las distintas partidas de ingresos y costes por su impacto sobre los precios finales de los consumidores y sobre la evolución de la competencia en el mercado minorista. Esta Comisión se remite al Informe 18/2011 de la CNE sobre el Anteproyecto de Ley por el que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico y, en particular, a que la CNMC, participe en la elaboración de la metodología de los cargos para cubrir los costes del sistema, por su impacto en los precios de los consumidores, en línea con el ámbito competencial tarifario otorgado en la Directiva 2009/72 CE y con las competencias del regulador portugués (ERSE), que se consideran deberían ser similares para la CNMC en el ámbito del MIBEL.

22.6. Por su impacto sobre los precios finales de los consumidores y en la dinámica competitiva del mercado minorista de electricidad, se considera que la CNMC debería participar, mediante informe preceptivo, en la determinación de los descuentos y recargos a aplicar sobre los PVPC para establecer las TUR a consumidores vulnerables y a aquellos que transitoriamente no dispongan de contrato de suministro.

22.7. El apartado 3 del artículo 30 del APL se refiere a los conflictos de gestión con el OS, a cuya presentación se alude como “reclamaciones administrativas”, previendo que los mismos se resolverán en el plazo de dos meses. Conviene clarificar que se trata, en efecto, de conflictos de gestión técnica y económica, (que los mismos los resuelve la CNMC), y, que el plazo de resolución debería ser de tres meses, según se establece en el artículo 12.1 de la Ley 3/2013. Asimismo, habría que establecer un plazo máximo para la interposición del conflicto, para evitar que se puedan reabrir sin límite, en perjuicio de la seguridad jurídica, situaciones consolidadas.

22.8. Se considera necesario incluir en el APL, el establecimiento de la competencia a la CNMC en materia de investigación de los mercados mayoristas de energía/electricidad, así como de ejecución para desempeñar las funciones establecidas en el artículo 13 del Reglamento (UE) N^o 1227/2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).

22.9. Se propone habilitar a la CNMC a establecer mediante Circular los desarrollos normativos y los requerimientos de información necesarios para el cumplimiento de REMIT.

22.10. La disposición adicional decimosexta de la Ley 54/1997 introduce la posibilidad de que el Gobierno establezca reglamentariamente mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo de energía eléctrica. Cabe señalar que dicha disposición adicional decimosexta queda derogada expresamente por la disposición derogatoria única del APL. Teniendo en cuenta lo establecido en las Directivas y refrendado en las notas interpretativas de la Comisión, se propone que se asigne a la CNMC la capacidad de

realizar propuesta de subastas virtuales de capacidad así como del diseño del producto subyacente, mediante la inclusión de una disposición adicional en el APL.

22.11. Por resultar imprescindible para el ejercicio de las funciones por parte de la CNMC y en idénticos términos a los previstos en la vigente Ley 54/1997, de 27 de noviembre, debe añadirse como nueva disposición adicional que la CNMC tendrá acceso a los Registros previstos en el APL.

22.12. La disposición transitoria tercera del APL sobre la Oficina de cambios de suministrador (OCSUM) establece que ésta seguirá desempeñando las funciones que tenía atribuidas conforme a la Ley 54/1997, de 27 de noviembre y en su normativa de desarrollo hasta el 30 de junio de 2014. La atribución a la CNMC de las funciones hasta ahora desempeñadas por la Oficina a partir de dicha fecha, se valora favorablemente por esta Comisión, por la necesidad de objetividad e independencia respecto de los comercializadores y distribuidores en el desempeño de la función de supervisión de los cambios de suministrador, así como por consistencia con las funciones asignadas a esta Comisión en la Ley 3/2013, y, en particular, la supervisión de los procedimientos de cambio de suministrador.

22.13. A efectos de mantener la redacción con otros artículos del APL, se propone sustituir las referencias a la Comisión Nacional de Energía por la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia y sustituir las referencias a la Orden por la que se revisan los peajes de acceso, por la orden prevista en el artículo 16.

4 CONSIDERACIONES

4.1 Consideraciones Generales

Tal y como se indica en la Exposición de Motivos, el Anteproyecto de Ley del que se emite el presente informe tiene por objetivo actualizar y mejorar la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, según la experiencia acumulada y la evolución del proceso de liberalización, intentando corregir asimismo los desequilibrios que se han generado en el sector eléctrico en los últimos años. El Anteproyecto de Ley pretende, además, integrar en un solo texto todas las disposiciones con rango de ley dispersas en las distintas normas aprobadas desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997.

Así, se observa que el Anteproyecto de Ley mantiene en algunos de sus artículos la redacción original de la Ley 54/1997, y por ello, en algunos casos, el texto del Anteproyecto de Ley debe ser modificado a efectos de tener en cuenta el contexto actual del sector eléctrico. En este sentido, en la Exposición de Motivos del Anteproyecto de Ley que se informa deberían figurar las referencias normativas europeas en relación al mercado interior de la electricidad.

En particular, el 14 de agosto de 2009 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea el conocido como “Tercer Paquete” energético, que consta de dos Directivas sobre mercado interior de electricidad y gas natural, y tres Reglamentos sobre acceso a redes de transporte de electricidad y gas natural, y sobre la Agencia de Cooperación de Reguladores de Energía (ACER). Estas normas suponen un nuevo impulso para la

regulación energética de la UE, pues pretenden corregir algunas deficiencias observadas en la puesta en práctica de la legislación comunitaria existente. El objetivo fundamental es sentar las bases de un mercado europeo de la energía eficiente y competitivo, que no plantee obstáculos a la entrada de competidores, garantice la seguridad de suministro, proteja los intereses de los consumidores y otorgue mayor independencia a los reguladores nacionales de energía. Se introduce de forma más precisa principios y responsabilidades de los reguladores en materia información de los mercados y de protección del consumidor.

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 fue transpuesta al ordenamiento jurídico español por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. La nueva Ley hereda la trasposición efectuada por el Real Decreto-ley 13/2012, lo que se podría mencionar en la Exposición de Motivos.

En 2010, se creó la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) en virtud del Reglamento (CE) nº713/2009, que inició sus trabajos en marzo de 2011. Por su parte, el Reglamento (CE) nº714/2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad creó la asociación de los gestores de las redes de transporte de electricidad (ENTSO-E), que junto con los reguladores nacionales y la propia ACER, han de elaborar los Códigos técnicos europeos de red, con rango de Reglamento, para garantizar la coordinación del funcionamiento de los distintos sistemas y mercados regionales. También han de colaborar para elaborar cada dos años un plan decenal de inversiones según lo dispuesto en el Reglamento relativo a las orientaciones sobre las redes transeuropeas en el sector de la energía y por el que se deroga la Decisión 1364/2006/CE.

En este sentido cabe indicar la falta de mención en el Anteproyecto de ley a referencias del Reglamento (CE) nº714/2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad o del Reglamento 1227/2011 sobre la integridad y transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT) otorga nuevas funciones a ACER y a los reguladores nacionales, lo que simétricamente, constituye nuevas obligaciones a los sujetos del mercado. Actualmente, y debido a, entre otros factores, el proceso de integración del mercado único de la energía, la normativa de carácter europeo, y en particular los Reglamentos tienen un papel relevante en la regulación del sector eléctrico español, por lo que algunas de las observaciones que se realizan en los siguientes epígrafes del documento van encaminadas a cubrir esa laguna e incluir referencias a los Reglamentos europeos relevantes en el Anteproyecto de ley.

Asimismo, como consecuencia del Convenio Internacional de Santiago de Compostela entre el Reino de España y República Portuguesa de 1 de octubre de 2004 relativo a la constitución del mercado Ibérico de la Energía Eléctrica (MIBEL), ambos países comparten desde el 1 de julio de 2006 un mercado a plazo organizado con subyacente eléctrico, y desde el 1 de julio de 2007, un mercado al contado de electricidad.

Sin embargo, en la Exposición de Motivos del Anteproyecto de Ley que se informa no figura ninguna referencia a los objetivos y ni a las normativas europeas relacionadas, ni tampoco al MIBEL, por lo que se propone que sean incorporadas.

Por otra parte, en la exposición de motivos del Anteproyecto de Ley no se hace referencia a los aspectos de la sostenibilidad ambiental, ni al denominado “Paquete Verde” europeo, con los objetivos del año 2020, ni a la Directiva de eficiencia energética. Sin embargo, en el cuerpo del Anteproyecto se incluyen mecanismos económicos de promoción y se da prioridad de evacuación a las energías renovables y a la cogeneración de alta eficiencia, y además, se establece la posibilidad de promover programas de ahorro y eficiencia energética.

Asimismo se introduce el mercado de electricidad, como una herramienta de mejora de la eficiencia económica, en el convencimiento de que en él se produce la mejor asignación de los recursos. Por otra parte, en el Anteproyecto se promueve la información a proporcionar a los consumidores en relación a los nuevos contadores electrónicos y el etiquetado eléctrico. Se establecen principios para promover la participación activa de los consumidores en el mercado y en su caso, en los servicios de ajuste, aprovechando las posibilidades que éstos tienen para gestionar su demanda. Para ello, el acceso del consumidor a la información de los nuevos contadores electrónicos resulta fundamental. En consecuencia, para incorporar las valoraciones efectuadas, se propone la siguiente redacción:

“Exposición de motivos

[..]

Al mismo tiempo integra en un sólo texto todas las disposiciones con rango legal dispersas en las distintas normas aprobadas desde su entrada en vigor

La nueva ley se enmarca también en un contexto de integración de los mercados eléctricos europeos. En este sentido, la ley tiene en cuenta la normativa europea de aplicación en el sector eléctrico, en particular, 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, que fue transpuesta por el Real Decreto-ley 13/2012. Asimismo, se ha considerado el marco europeo de intercambios transfronterizos de electricidad fijado por el Reglamento (CE) nº 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad. Estas normas, incluidas en el llamado “Tercer Paquete” de medidas liberalizadoras para los mercados de electricidad y gas, tienen su desarrollo en Códigos de Red que contienen normas de detalle sobre áreas relativas al comercio transfronterizo de electricidad y que, al mismo tiempo, afectan a la regulación nacional.

También se ha considerado el Reglamento (UE) nº 1227/2011, sobre integridad y transparencia del mercado mayorista de energía, por sus siglas en inglés, REMIT, el cual establece normas que prohíben las prácticas abusivas que afectan a los mercados mayoristas de la energía.

Asimismo, la ley toma como punto de partida los logros alcanzados en el seno del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), resultado de un proceso de cooperación desarrollado por los Gobiernos de España y Portugal con el fin de promover la integración de los sistemas eléctricos de ambos países. Fruto del Convenio Internacional entre el Reino de España y República Portuguesa de 1 de octubre de 2004, ambos países comparten desde el 1 de julio de 2006 un mercado organizado a plazo con subyacente eléctrico, y desde el 1 de julio de

2007, un mercado al contado de electricidad.

La nueva ley procede a la clarificación de las competencias de la Administración General del Estado, manteniendo, en esencia, las competencias atribuidas por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, e incorporando las sentencias dictadas durante los últimos años en relación con los conflictos surgidos entre administraciones. Así, se establece la competencia para la regulación básica del sector, para el establecimiento de los regímenes económicos de aplicación a las distintas actividades y para garantizar la seguridad de suministro de energía eléctrica a los consumidores. En este contexto, se atiende a las obligaciones y competencias de la autoridad reguladora nacional de acuerdo a la normativa europea de aplicación, así como su interacción con la Agencia para la Cooperación de Reguladores de Energía (ACER).

[...]

La sostenibilidad ambiental también está presente en la Ley, representada en los criterios y regulaciones contenidos en la misma para alcanzar los objetivos europeos del año 2020, fundamentalmente en la promoción de producción a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, así como en la posibilidad de promover programas de ahorro y eficiencia energética.

Asimismo, se promueve la información sobre los precios del mercado y el etiquetado eléctrico. Se establecen regulaciones para promover la participación activa de los consumidores en el mercado y en su caso, en los servicios de ajuste, aprovechando las posibilidades que tienen para gestionar la demanda. En este sentido el acceso del consumidor a la información de los nuevos contadores electrónicos es fundamental.

~~Del mismo modo~~ Por ello, se prevé la posibilidad, con carácter excepcional, de establecimiento de regímenes retributivos específicos para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas europeas o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior.

[...].”

El acceso de los sujetos a las redes constituye uno de los pilares sobre los que se sustenta el funcionamiento del sistema eléctrico. La presente ley procede a una mayor concreción de los conceptos de conexión y acceso a las redes, reforzando los principios de objetividad, transparencia y no discriminación en su otorgamiento, y fijando el régimen de otorgamiento y denegación bajo criterios exclusivamente técnicos.

En lo relativo a los consumidores, la presente ley establece la regulación sobre la que se van a basar las relaciones entre los consumidores y las empresas comercializadoras y distribuidoras en relación con el suministro de energía eléctrica, mediante el establecimiento de sus derechos y obligaciones en el marco general de contratación. Para ello, se observan las disposiciones de la citada Directiva 2009/72/CE relativas a derechos de los consumidores”

[...]

4.2 Título I. Disposiciones generales

El título I del Anteproyecto de Ley comprende las disposiciones de carácter general. Comienza por una definición del objeto de la Ley del Sector Eléctrico destacando su

finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica y los principios que lo rigen, que son la seguridad, la calidad, la eficiencia, la objetividad, la transparencia y el menor coste. Se establece el régimen de actividades que componen el suministro de energía eléctrica, que se define ahora como una actividad de interés económico general, abandonado así la noción de servicio esencial como categoría jurídica específica contenida en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

En el marco del régimen de actividades, señala en el apartado 3 del artículo 2, que *“corresponde al Gobierno y a las Administraciones públicas la regulación y el control de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica”*. Resulta necesario incluir una mención expresa a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia en el ejercicio de las funciones que tiene legalmente atribuidas. Ello en la medida en que la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC confiere expresamente a este Organismo las funciones que 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, reserva a las Autoridades Reguladoras Nacionales (ARN), Directiva ya traspuesta por el Real Decreto-Ley 13/2013, de 30 de marzo. En particular, se incluyen en el artículo 7 de la citada Ley 3/2013, de 4 de junio, las funciones en materia de *“Supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural”*. A estos efectos, se propone la inclusión de la siguiente redacción en el apartado 3 del artículo 2 del precepto.

“3.- Corresponde al Gobierno y a las Administraciones públicas, incluida la CNMC, la regulación y el control de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.”

En cuanto al régimen de competencias de la Administración General del Estado (AGE), el Anteproyecto ha adaptado su regulación a la Sentencia del Tribunal Constitucional 18/2011, de 3 de marzo. En línea con lo señalado en el párrafo anterior, deberán salvaguardarse las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el primer párrafo del artículo 3, en los siguientes términos:

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

Se contienen también en este título, al igual que lo hacía la Ley 54/1997, los preceptos relativos a la planificación (artículo 4) y a la coordinación con los planes urbanísticos (artículo 5).

El apartado 4 del artículo 4 contempla la posibilidad de que *excepcionalmente*, y por Acuerdo del Consejo de Ministros, pueda procederse a la revisión de la planificación cuando se haya presentado un *hecho imprevisto que pudiera afectar de manera significativa a la garantía y seguridad de suministro o concurran razones de eficiencia económica del sistema*. El último inciso del párrafo que contempla esta posibilidad establece que *“Estas actuaciones deberán ser propuestas por el operador del sistema y gestor de la red de transporte motivando su carácter excepcional.”*

Tal redacción parece otorgar la iniciativa para este tipo de revisiones exclusivamente al Operador del Sistema (OS), lo que no resulta coherente con el art 3.4 del propio texto (ya que el OS no es parte de la Administración General del Estado). Se considera que tal iniciativa debe corresponder a la AGE, aunque pueda ser propuesta también por el OS.

Se considera, por ello, necesario modificar dicho inciso sustituyendo la expresión “deberán” por la expresión “podrán”. Si se estima conveniente, podría añadirse que el OS “será oído” en este tipo de actuaciones.

Todo ello sin perjuicio de que, por la relación de la planificación con alguna de las funciones supervisoras de la CNMC que afectan a las inversiones en transporte (art 7, apartado 7 de la ley 3/2013) parece necesario introducir en el precepto mencionado la posibilidad de que sea oída la CNMC. Se estima al respecto que el informe de la CNMC debería configurarse como preceptivo.

4.3 Título II. Ordenación del suministro

4.3.1 Garantía de suministro (artículo 7)

Respecto a este precepto se consideran de interés jurídico los siguientes comentarios:

- Se ha suprimido en el Anteproyecto el texto del actual apartado 1 del artículo 10 de la Ley 54/1997, dejando en el mismo únicamente la regulación relativa a las situaciones de riesgo y a las medidas que pueden adoptarse en tales situaciones². Si bien puede ser adecuada la supresión del párrafo que hace referencia al derecho al suministro a un precio determinado (párrafo segundo del apartado 1 del art 10 de la Ley 54/1997) se considera que debe mantenerse el primer párrafo de dicho apartado, mediante el que se configura al consumidor como sujeto jurídico titular de la garantía de suministro que se concreta en el derecho de acceso y conexión en las condiciones reglamentarias. No parece coherente que el texto del artículo 7 recoja una regulación tan detallada de las medidas a adoptar, bajo el epígrafe *garantía de suministro*, sin hacer mención alguna al consumidor que es el sujeto beneficiario de tal garantía. Aunque esta mención se encuentra más adelante en el artículo 8.2, segundo párrafo, del Anteproyecto (*Funcionamiento del sistema*) y en el artículo 44 (*Derechos de los consumidores*), se considera que debe tener una presencia más relevante en el texto legal y que, por razones sistemáticas, su ubicación adecuada sería el apartado 1 del artículo 7.
- Entre las medidas que pueden adoptarse para afrontar las situaciones de riesgo del suministro, el Anteproyecto contempla en su apartado b), la posibilidad de “Operación directa de las instalaciones de generación transporte y distribución.” Esta medida, que no está contemplada en el texto vigente de la Ley 54/1997, y que por su excepcional intensidad puede resultar próxima a la intervención de empresas contemplada en la disposición adicional primera del Anteproyecto, debería ser objeto de reflexión, y, en

² Artículo 10, citado: “1. Todos los consumidores tendrán derecho al acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en el territorio nacional, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno, con la colaboración de las Comunidades Autónomas. Los consumidores que se determine tendrán derecho al suministro de energía eléctrica a unos precios que podrán ser fijados y revisados por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos y tendrán la consideración de tarifas de último recurso”.

su caso, de regulación más detallada que contemplara los límites y garantías en caso de su adopción.

- El apartado 3 del artículo 7, que tampoco tiene precedentes en el texto vigente de la Ley 54/1997, parece atribuir a las Comunidades y Ciudades Autónomas de los territorios no peninsulares la posibilidad de adoptar para sus territorios el mismo tipo de medidas que el Gobierno puede adoptar para todo el territorio estatal según los apartados anteriores del precepto. Se establece al respecto la condición de que tales medidas no tendrán repercusiones económicas en el sistema eléctrico salvo que existiera previo acuerdo del Ministerio de Industria, Energía Turismo que así lo autorice. Se considera que debe ser suprimido este apartado en tanto que a través del mismo parece regularse una suerte de transferencia o delegación a favor de determinadas CCAA, de carácter atípico, al margen del procedimiento previsto en el artículo 150.2 de la Constitución, que exige para tales supuestos la aprobación de ley orgánica. Tal mecanismo constitucional no parece compatible, a su vez, con la posibilidad de que el Ministro de Industria pueda pactar la repercusión económica de una decisión que compete a las Cortes Generales.

Resulta preciso incluir en el artículo 7 la función específica que el artículo 37.1.t) de la Directiva 2009/72/CE atribuye a las autoridades reguladoras del sectores de la electricidad, consistente en “controlar la aplicación de las medidas de salvaguardia”. En este sentido, debe incluirse al final del párrafo 2 del artículo 7 una mención expresa en los términos siguientes:

“La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá supervisar el cumplimiento de las medidas adoptadas para garantizar el suministro eléctrico”.

4.3.2 Funcionamiento del sistema (artículo 8)

El tercer párrafo del apartado 1 del Artículo 8 describe la estructura del mercado de producción de energía eléctrica que comprende, según el párrafo citado:

“El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, la gestión de desvíos y los mercados no organizados”.

Por una parte, no se han definido en el Anteproyecto lo que se entiende por mercados diario e intradiario, por lo que se podrían incluir las definiciones de estos mercados al ser los más relevantes del mercado eléctrico.

Adicionalmente, la consideración de la gestión de desvíos fuera de los servicios complementarios procede de la Ley 54/1997 y podría venir motivada por la particularidad del proceso de gestión de desvíos español respecto a los servicios complementarios definidos en el entorno de la Unión Europea. Sin embargo, esta diferenciación a nivel de Ley podría limitar en el futuro una posible reestructuración de los servicios de ajuste del sistema hacia un modelo más eficiente. A este respecto, en la actualidad se encuentran en fase de desarrollo diversos códigos de red europeos sobre operación del sistema y

balance que podrían introducir cambios relevantes. Al mismo tiempo, la CNE está ultimando el lanzamiento de un Grupo de trabajo sobre servicios de ajuste del sistema, en el que participarán representantes de todo el sector eléctrico español con el fin de mejorar su eficiencia. Por ejemplo, una propuesta a analizar que ha sido formulada en el ámbito del lanzamiento del Grupo de trabajo es la fusión entre la regulación terciaria y la gestión de desvíos, la cual podría no ser posible con la redacción actual del Anteproyecto de Ley. Se propone por tanto eliminar esta restricción, dando una redacción más amplia al texto, para agrupar a todos los servicios descritos como servicios de ajuste.

Adicionalmente se ha de señalar que los servicios complementarios no se definen en ningún momento en el Anteproyecto, y en cambio, se definen los servicios de ajuste.

Por otra parte, por su trascendencia, parece conveniente definir en este artículo lo que se entiende por mercado diario e intradiario.

Por todo lo anterior, se proponen las siguientes modificaciones y añadidos en el párrafo analizado:

“Artículo 8. Funcionamiento del sistema.

[...]

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, los servicios de ajuste, ~~la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, la gestión de desvíos~~ y los mercados no organizados. Los sujetos definidos en el artículo 6 que actúen en el mercado de producción a que se refiere el párrafo anterior podrán pactar libremente los términos de los contratos de compraventa de energía eléctrica que suscriban, respetando las modalidades y contenidos mínimos previstos en la presente Ley y en sus reglamentos de desarrollo.

El Gobierno podrá determinar el funcionamiento del mercado diario e intradiario con base en ofertas de unidades de producción ya sean físicas o en cartera y, en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares el funcionamiento de un despacho técnico y económico.

El mercado diario de producción es aquél en el que se establecen, mediante un proceso de casación de ofertas, las transacciones de adquisición y venta de energía eléctrica con entrega física para el día siguiente.

El mercado intradiario de producción es aquel en que se establecen, mediante un proceso de casación continuo y/o uno o varios procesos o subastas de casación de ofertas, las transacciones de adquisición y venta de energía eléctrica con entrega física, tras la casación del mercado diario.

[...]”

4.3.3 Autoconsumo (artículo 9)

El apartado 1 del Anteproyecto define tres modalidades de autoconsumo asociadas a un consumidor, cuya redacción podría ser mejorada. A estos efectos se propone la siguiente redacción:

“Artículo 9. Autoconsumo de energía eléctrica.

[...]

Se distinguen las siguientes modalidades de autoconsumo:

a) ~~Modalidades de suministro de consumidores con~~ A partir de una instalación de

producción conectada en la red el interior del consumidor de su red. En ningún caso tendrán la condición de sujetos productores de acuerdo al artículo 6 de la presente ley los consumidores acogidos a estas modalidades singulares de suministro.

b) ~~Modalidades de suministro de consumidores con~~ A partir de una instalación de producción debidamente inscrita en Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectada en la red el interior del consumidor de su red, compartiendo infraestructuras de conexión con el sujeto productor, en los términos que reglamentariamente se establezca.

c) ~~Modalidades de suministro de consumidores conectados a través de una línea directa con~~ A través de una instalación de producción debidamente inscrita en Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, conectada con el consumidor a través de una línea directa.

[...]"

En relación al régimen económico de las modalidades de autoconsumo, esta Comisión considera que las metodologías de asignación de los costes tienen en cuenta la energía consumida, la potencia contratada, y en el futuro, incluso podrían tener en cuenta un cargo fijo por cliente. Asimismo, el cálculo de los cargos que corresponden a los costes como anualidades de déficit, compensación de extrapeninsulares, prima de régimen especial, etc., se deben asignar de forma que no haya trato discriminatorio. En este sentido, se propone la siguiente redacción del primer párrafo del apartado 2 del citado artículo:

"2. El régimen económico de las modalidades de autoconsumo será establecido reglamentariamente por real decreto de Consejo de Ministros ~~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.~~ Las modalidades de autoconsumo contribuirán a la cobertura de los costes y servicios del sistema eléctrico como el resto de consumidores y productores, sin trato discriminatorio."

Por último, en el artículo 9.1, debería adaptarse la redacción en el sentido de que la conexión de una instalación con el sistema, entendida como la continuidad eléctrica entre una y otra, puede existir o no, pero no puede ser parcial, y para reflejar que dicha continuidad existe con sólo que afecte a una de las dos instalaciones involucradas, producción y consumo; además, en la modalidad de autoconsumo a), en la que la instalación de producción no está inscrita el RAIPREE, existe un solo sujeto, el consumidor, luego parece preferible hablar de titular que de titulares:

"(...) En el caso en que la instalación de producción de energía eléctrica o la de consumo o ambas estén conectadas ~~total o parcialmente~~ al sistema eléctrico, el titular o titulares de ambas estarán sujetos a las obligaciones y derechos previstos en la presente ley y en su normativa de desarrollo."

4.3.4 Actividades en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (artículo 10)

En este artículo se establece que *"las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares podrán ser objeto de una reglamentación singular que atenderá a las especificidades derivadas de su*

ubicación territorial y de su carácter aislado, previo informe de las Comunidades Autónomas o Ciudades de Ceuta y Melilla afectadas”.

Actualmente existen 10 sistemas independientes, aunque algunos se encuentran conectados por cables submarinos entre islas, o en su caso, con la península.

Cabe destacar que, debido a las características físicas y geográficas de estos sistemas, la inercia es muy pequeña, lo que implica restricciones técnicas y costes adicionales para que se cumplan los criterios de calidad de suministro, al ser los mismos que en la península. Por ello en estos sistemas se dispone de unos tamaños de las unidades de producción relativamente inferiores y de una mayor reserva rodante, en términos también relativos.

La regulación vigente ha partido del principio de tarifas reguladas únicas para el consumidor final en todo el territorio nacional, por lo que al ser la producción más cara que en el sistema peninsular, se ha venido reconociendo un sobrecoste de generación que ha sido financiado por todos los consumidores a través de los peajes de acceso, y más recientemente también, por todos los contribuyentes a través de los Presupuestos Generales del Estado.

Desde el 14 de agosto de 2012 se encuentra en operación la interconexión en corriente continua Península–Mallorca, con una capacidad técnica de 400 MW, pero explotada con una capacidad comercial que oscila alrededor de los 200 MW³. Comercialmente, el cable sirve para trasvasar energía desde el mercado del MIBEL a Baleares, según las ofertas de adquisición que realiza el Comercializador de Último Recurso en Baleares.

Actualmente no se permite la venta de energía por los agentes de Baleares en MIBEL. Según el OS, en los primeros 6 meses de operación del enlace, el ahorro medio en Baleares estuvo en torno al 9% con respecto al coste medio de generación anterior. Además, se ha evitado la emisión de aproximadamente 112.000 toneladas de CO₂.

Con el fin de reducir paulatinamente los sobrecostes de generación en los sistemas no peninsulares se deberían recoger en el Anteproyecto los principios generales de una serie de mecanismos regulatorios que deberían ser desarrollados reglamentariamente:

- 1) La planificación de infraestructuras debe evaluar el coste/beneficio de las nuevas propuestas de interconexión eléctrica o gasista, extensión de la red, o en su caso, las nuevas centrales de bombeo, de forma que los presupuestos de las mismas sirvan de referencia para fijar la retribución al agente que finalmente las desarrolle, considerando que éste asuma la mitad de la desviación del importe presupuestado con respecto al coste final.
- 2) El establecimiento de costes estándares a las instalaciones de producción convencionales con criterio de empresa sin riesgo, eficiente y bien gestionada.

³ La capacidad técnica del cable representa el 38% de la capacidad instantánea de la actual punta de demanda en el sistema Mallorca-Menorca, aunque se opera con una capacidad comercial máxima de 280 MW, viéndose sensiblemente reducida en las horas valle. El OS opera el enlace de acuerdo con el criterio N-1, si bien el cable de retorno es único.

En su caso, se podrán llevar a cabo subastas de capacidad, cuyo resultado constituirá la retribución de las ofertas ganadoras.

- 3) El fomento de energías renovables, siempre que técnicamente sean asumibles en el sistema y sus costes directos e indirectos reduzcan el sobrecoste en el sistema no peninsular.
- 4) La integración de los sistemas no peninsulares en el mercado peninsular, cuando exista una interconexión con la península de capacidad comercial superior al 20% de la demanda punta del sistema no peninsular. Las instalaciones de producción existentes podrán ser programadas por restricciones técnicas a precio regulado.
- 5) En el caso de que esta integración no sea posible, se establecerá un despacho de costes variables. A estos efectos, las instalaciones de producción comunicarán al operador del sistema sus costes variables estándares o auditados, según corresponda, con la misma antelación y para los mismos periodos de programación que los mercados diario e intradiario. Las nuevas instalaciones serán retribuidas a partir del coste marginal del sistema.
- 6) El establecimiento de incentivos económicos a la operación del sistema para que manteniendo la seguridad, se reduzca progresivamente el sobrecoste de generación respecto al coste de despacho económico.
- 7) Incorporación de señales de precios eficientes al consumidor para que pueda modular la demanda en función del coste medio horario de generación de cada sistema.

En consecuencia se propone añadir en el artículo 10 el siguiente párrafo:

*“Artículo 10. Actividades en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
[...]*

Reglamentariamente se establecerá una regulación singular que desarrolle entre otros los siguientes mecanismos:

1) La planificación de infraestructuras basada en criterios de análisis coste/beneficio y cuyos presupuestos sirvan de referencia para fijar la retribución de las mismas, de forma que las diferencias entre el coste final y el presupuestado se reparta entre el sujeto promotor de la infraestructura y el consumidor.

2) El establecimiento de costes estándares a las instalaciones de producción con criterio de empresa sin riesgo, eficiente y bien gestionada. En su caso, se podrán desarrollar subastas de capacidad, cuyo resultado constituirá el coste estándar de las ofertas adjudicadas.

3) El fomento de energías renovables cuando técnicamente sean asumibles en el sistema y sus costes reduzcan el sobrecoste en el sistema no peninsular.

4) La integración de los sistemas no peninsulares en el mercado peninsular, cuando exista una interconexión con la península de capacidad comercial superior al 20% de la demanda punta en el sistema no peninsular. Las instalaciones de producción existentes podrán ser programadas por restricciones técnicas a precio regulado.

5) En el caso de que esta integración no sea posible, se establecerá un despacho de costes variables. A estos efectos, las instalaciones de producción comunicarán al operador del sistema sus costes variables estándares o auditados, según

corresponda, con la misma antelación y para los mismos periodos de programación que los de los mercados diario e intradiario. . Las nuevas instalaciones serán retribuidas a partir del coste marginal del sistema.

6) El establecimiento de incentivos económicos al operador del sistema para que manteniendo la seguridad, se reduzca progresivamente el sobrecoste de generación en estos sistemas respecto al coste de despacho económico.

7) La incorporación de señales de precios eficientes al consumidor para que pueda modular la demanda en función del coste medio horario de generación de cada sistema”.

Por otra parte, el texto de este precepto suprime el contenido de los apartados 2 y 3 del vigente artículo 12 de la Ley 54/1997, dejando reducido su texto únicamente al de actual apartado 1 del artículo 12, que prevé la posibilidad del establecimiento de una reglamentación singular para estos territorios atendiendo a su especificidad.

La supresión de tales apartados deja en situación de indefinición legal determinados aspectos el régimen de los SEIE, que se considera necesario que estén presentes en el texto legal (aunque no necesariamente en los términos de la vigente Ley 54/1997) según se expone a continuación.

La referencia a la regulación de la retribución de la energía producida en estos sistemas aislados, si bien no está contemplada en el artículo 10, se contempla en el artículo 14.6 del anteproyecto.

En cuanto a la financiación de los extracostes de los SEIE, se suprime el apartado 3 del artículo 12, conforme al cual, y mediante la referencia al artículo 16 de la ley, dicho sobrecoste se consideraba un coste permanente del sistema, con cargo a los ingresos del mismo (art 16.5 de la Ley 54/1997).

Si bien tal supresión es coherente, en principio, con la línea iniciada por el RD-ley 6/2009 de 30 de abril, de trasladar el sobrecoste del suministro en los territorios extrapeninsulares a los PGE hasta alcanzar el 100% del mismo, es necesario tener en cuenta que: 1) La senda prevista para la progresiva incorporación a los PGE no se ha cumplido, salvo para el primero de los ejercicios presupuestarios, debido a las circunstancias excepcionales que atraviesa el país. 2) Conforme al reciente RDL 9/2013, de 13 de julio, disposición adicional cuarta, sólo el 50% de este extracoste se incorporará a los PGE, y 3) La misma Disposición adicional cuarta del RDL 9/2013 mantiene la previsión que ya estaba presente en el RDL 6/2009, conforme a la cual el sistema de liquidaciones eléctrico ha de actuar como mecanismo de financiación subsidiario de estos costes.

En tal contexto normativo, y teniendo en cuenta que el propio Anteproyecto, en su artículo 13.c) contempla entre los costes de sistema eléctrico la retribución del extracoste de producción en los SEIE, se considera conveniente mantener en el texto del artículo 10 del anteproyecto un apartado que indique que, en la parte no cubierta con las dotaciones de los PGE para esta finalidad, el sobrecoste de los SEIE se financiará con cargo al sistema de ingresos regulados del sector eléctrico, y que el sistema de liquidaciones actuará como mecanismo subsidiario en los términos de la disposición adicional cuarta del RDL 9/2013.

4.3.5 Intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad. Intercambios entre sistemas (artículo 11)

El apartado 3 del artículo 11 determina que en las exportaciones de energía eléctrica el Operador del Sistema podrá denegarlas cuando impliquen un cierto riesgo para el suministro. Este precepto ha estado vigente en la regulación tradicional tanto española como de otros países comunitarios. Sin embargo, en el Reglamento (CE) nº 714/2009 y en los nuevos códigos de red europeos se están promoviendo intercambios de energías de balance o de reserva de forma que la garantía del suministro ya no venga únicamente de los recursos propios, sino, también, de los que pudieran aportar otros Estados Miembros, lo que debería quedar reflejado en el texto del Anteproyecto.

Por su parte, El apartado 4 del artículo 11 establece que los intercambios a corto plazo que tengan por objeto el mantenimiento de las condiciones de calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en el sistema serán realizados por el operador del sistema en los términos que reglamentariamente se establezcan.

Este precepto procede también de la Ley 54/1997 y es necesario para facultar al Operador del Sistema a realizar intercambios de apoyo con los sistemas eléctricos vecinos en el corto plazo. Sin embargo, podría ser conveniente ampliar su alcance en el sentido de permitir que dichos intercambios pudieran ser realizados por agentes del mercado. Los intercambios de balance en el corto plazo pues podrían ser efectuados entre el TSO y agentes de distintos sistemas.

Este asunto está en discusión en el desarrollo del Código de Red de Balance (*Network Code on Balancing*), cuya aprobación está prevista para el segundo trimestre de 2014. Se propone, por tanto, eliminar esta restricción, manteniendo la cobertura al Operador del Sistema para que pueda llevar a cabo intercambios entre sistemas pero dando cabida, a la vez, a su posible realización por parte de otros sujetos:

En consecuencia, los apartados 3 y 4 del artículo 10 quedarían redactados como sigue:

*“Artículo 11. Intercambios intracomunitarios e internacionales de electricidad.
[...]*

3. Las ventas de energía a través de las interconexiones con otros países podrán ser realizadas por los productores, comercializadores y consumidores directos en mercado definidos en el artículo 6. Estas operaciones deberán ser comunicadas al operador del sistema, que podrá denegarlas cuando impliquen un riesgo cierto para el suministro.

4. Los intercambios a corto plazo de energías de balance o de reserva que tengan por objeto el mantenimiento de las condiciones de calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en el sistema serán realizados por el operador del sistema a otros sujetos del sistema en los términos que reglamentariamente se establezcan.”

4.3.6 Separación de actividades (artículo 12)

La redacción actualmente vigente del artículo 14 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, responde a sucesivas modificaciones normativas, la más importante la operada a través de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la

Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, y a través de la cual se introduce una nueva redacción que incorpora las obligaciones de separación funcional entre las actividades reguladas de distribución y otras actividades liberalizadas, contempladas en la mencionada Directiva Europea.

Con posterioridad, la redacción del artículo 14 sufrió nuevas modificaciones, a través del RD-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, y del RD-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

En el Anteproyecto, como novedad de la nueva redacción del precepto cabe referirse a la inclusión en la redacción del primer párrafo de la letra b) **del apartado 2 del artículo 12**, de la expresión “*bajo la responsabilidad de sus administradores*”, cuando se refiere a la obligación para los grupos de sociedades de garantizar (ahora “*bajo la responsabilidad de sus administradores*”) la independencia de las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas mediante la protección de sus intereses profesionales.

La valoración de la inclusión de esta expresión es favorable, dado que se refuerza con esa atribución de responsabilidad personal a los administradores de los grupos de sociedades uno de los aspectos esenciales del régimen de separación funcional, a saber, la independencia de los gestores de las actividades reguladas.

No obstante, con el objeto de lograr una mayor separación efectiva de actividades, se considera necesario incorporar en el Anteproyecto de Ley una directriz que permita garantizar la independencia de dichas sociedades para contratar servicios a otras sociedades del grupo. Todo ello para asegurar que los servicios prestados por la sociedad holding u otras sociedades del grupo a la empresa regulada no tienen por objeto una mera redistribución de los costes de la estructura del grupo “aguas abajo”, sino que se trata de servicios necesarios para la sociedad regulada y que le reportan valor. A modo de reflexión, se considera recomendable que las sociedades que realicen actividades reguladas tengan capacidad efectiva para determinar qué servicios necesitan contratar a otras sociedades del grupo. Estos servicios deberían resultar de utilidad para las sociedades reguladas, de forma que estuvieran dispuestas a contratarlos en el exterior o a realizarlos ellas mismas, de no disponer de los mismos dentro del grupo. Por otra parte, es deseable que los servicios se recojan en un contrato, que los administradores de las sociedades reguladas puedan negociar en condiciones de independencia. Asimismo, es deseable que en los contratos de prestación de servicios intragrupo se incluya el detalle de medios materiales y recursos humanos con los que se efectuará la prestación, con suficiente desglose que permita asegurar que la prestación de servicios se realiza en base a una valoración de recursos en unidades explícitas y comparables. Indicando a su vez los precios unitarios para medir su eficiencia. Los márgenes tendrían que ser explicitados y cuantificados. En consecuencia, las sociedades reguladas deberían poder rechazar la contratación de servicios intragrupo si no les resulta de utilidad o no presentan condiciones económicas comparables a las que se obtendrían en el exterior”.

Por otra parte, se considera, como directriz general, limitar la capacidad del grupo de sociedades para aprobar el plan financiero anual o instrumento equivalente, dado que esto supone, en la práctica, intervenir sobre el plan de inversión y gasto en actividades reguladas para favorecer objetivos del grupo de sociedades en su conjunto, aún cuando dicho plan pueda ser viable para la sociedad regulada (véase el Informe 6/2011⁴ de la CNE). Sin perjuicio de su derecho a la supervisión económica, el grupo de sociedades no debería poder reducir el presupuesto de inversión y de gasto que le presente la sociedad regulada, siempre que dicho presupuesto sea viable para la sociedad regulada como sociedad individual. En este sentido, el grupo de sociedades no tomaría decisiones de reducción de gasto o inversión en la sociedad regulada, que tengan su origen en el cumplimiento de objetivos agregados del grupo de sociedades, ni en el cumplimiento de objetivos de las sociedades del grupo que realicen actividades liberalizadas y actividades en el extranjero.

En concreto, se propone modificar el apartado c) con la siguiente redacción alternativa:

“c) Las sociedades que realicen actividades reguladas tendrán capacidad de decisión efectiva, independiente del grupo de sociedades, con respecto a activos necesarios para explotar, mantener, o desarrollar la red de transporte o distribución de energía eléctrica.

No obstante, el grupo de sociedades tendrá derecho a la supervisión económica y de la gestión de las referidas sociedades y podrán someter a aprobación el plan financiero anual, o instrumento equivalente, así como establecer límites globales a su nivel de endeudamiento, que no interfieran en la viabilidad del presupuesto elaborado por la sociedad regulada como sociedad individual.

En ningún caso podrá el grupo empresarial dar instrucciones a las sociedades que realicen actividades reguladas respecto de la gestión cotidiana, ni respecto de decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de activos de transporte o distribución, siempre que no se sobrepase lo establecido en el plan financiero anual o instrumento equivalente, ni tampoco podrá dar instrucciones sobre qué servicios necesita contratar la sociedad regulada a otras sociedades del grupo si no resultan de utilidad o no presentan condiciones económicas comparables a las que se obtendrían en el exterior.”

La **letra d del apartado 2 del artículo 12** del Anteproyecto recoge la redacción de la misma letra del apartado 2 del artículo 14 de la Ley 54/1997, redacción que corresponde a las sucesivas modificaciones de su contenido, la última a través del *apartado* cuatro del artículo 1 del RD-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. Esta modificación consistió en que la supervisión y evaluación del código de conducta debería realizarse, no de manera genérica “*por la sociedad*” como se señalaba hasta entonces, sino por la “*persona u órgano competente designado por la sociedad a tal efecto*”, o

⁴ Informe 6/2011 de la CNE sobre la propuesta de REE sobre instrucciones técnicas complementarias al reglamento unificado de puntos de medida.

“encargado de evaluar el cumplimiento” que ha de ser totalmente independiente y tener acceso a toda la información de la sociedad y de cualquiera de sus empresas filiales que requiera para el desempeño de su función. Otra novedad introducida fue la obligación de publicar en el Boletín Oficial del Estado el informe anual realizado por el mencionado encargado de supervisión. También se introdujo con el referido Real Decreto-Ley 13/2012 la letra e) del apartado 2 del artículo 14, que ahora se recoge con la misma redacción en la letra e) del apartado 2 del artículo 12 del Anteproyecto, y que establece la obligación para las empresas obligadas de remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia, el código de conducta referido en la letra d anterior.

Sobre estas letras d y e del apartado 2 del artículo 12 del Anteproyecto cabe comentar varias cuestiones. En primer lugar, y aunque en este trámite se informa el Anteproyecto de ley eléctrica, procede señalar la asimetría que existe respecto del régimen previsto en el artículo 63 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en cuyo equivalente apartado 3 d no se recoge para el sector de gas natural la figura del responsable o encargado de supervisión o evaluación independiente del código de conducta, ni tampoco la obligación de remitir (obligación expresa y con plazo para el sector eléctrico) el código de conducta al Ministerio y a la CNMC.

Adicionalmente, sería conveniente prever en el artículo 12 del Anteproyecto un plazo de remisión del propio informe anual realizado por el encargado de supervisión, plazo que podría ser el mismo señalado para el código, es decir, el 31 de marzo de cada año con respecto al ejercicio anterior.

Respecto al **apartado 3 del artículo 12** del Anteproyecto, procede señalar la inclusión - junto a las distribuidoras que ya estaban mencionadas en la redacción vigente- de las comercializadoras de referencia que formen parte de un grupo de sociedades que desarrolle actividades reguladas y libres en los términos previstos en la presente ley, como sujetos obligados a no crear confusión en su información y en la presentación de su marca e imagen de marca respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización.

Esta modificación si bien refuerza con claridad el alcance de la obligación, al extenderlo a las empresas comercializadoras, de modo que no sería satisfecha simplemente a través del mero cumplimiento de una obligación formal de modificación de la denominación y marca de las filiales que siguiesen manteniendo la imagen del grupo.

A ello hay que añadir que existe una exención de esta obligación para las empresas de menos de 100.000 clientes, exención que tendría sentido en la medida que se interprete que su cumplimiento supone una carga o desventaja competitiva para estas empresas mayor que la que representaría la simple adición de los términos distribuidora o comercializadora dependiendo de la actividad desarrollada dentro del grupo.

Asimismo, la interpretación anterior se ve reforzada por el hecho de que se recoja un nuevo tipo de infracción grave en el artículo 63 del Anteproyecto, para los casos de incumplimiento de esta obligación de ausencia de confusión.

Otras dos novedades recogidas en la redacción del artículo 12 del Anteproyecto dignas de mención son la supresión de los apartados 4 y 5 del artículo 14 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

La supresión del apartado 4, referido al régimen autorizatorio previo -que se recogía en la función Decimocuarta de la Disposición Adicional Undécima.Tercero.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos- tiene sentido una vez ha sido modificado dicho régimen autorizatorio con la Ley 3/2013, de 4 de junio, de Creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

También se suprime el apartado 5 del artículo 14 de la Ley 54/1997, que señala que *“El conjunto de obligaciones establecidas en los apartados 1 y 2 del presente artículo no serán aplicables a las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes a quienes les hubiera sido de aplicación la disposición transitoria undécima de la presente ley”*.

La supresión de este apartado 5 viene acompañada de la inclusión en el Anteproyecto de Ley de una nueva Disposición Transitoria Cuarta que recoge un régimen transitorio de tres años dentro del cual estas empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes deberán cumplir con las obligaciones recogidas en los apartados 1 y 2 del artículo 12.

En el anteproyecto de Ley se eliminan las exenciones en materia de separación de actividades para las distribuidoras de menos de 100.000 clientes. Se considera que algunas distribuidoras de menos de 100.000 clientes, por lo reducido de su estructura de personal, y porque los accionistas coinciden en ocasiones con los administradores, podrían no adaptarse a cumplir con las obligaciones de separación funcional establecidas en el apartado 2. Ello podría ocasionar que vendan sus participaciones en comercializadoras, lo que podría implicar que desaparezcan pequeñas comercializadoras, con impacto negativo para la competencia. Por ello, se propone mantener la exención relativa al apartado 2 para las distribuidoras de menos de 100.000 clientes, al menos hasta un umbral de energía distribuida.

Se propone que la exención se mantenga excepto para las distribuidoras de menos de 100.000 clientes que distribuyen más de 45 GWh/año, y que son los sujetos obligados a reportar información contable y económico-financiera a través de la Orden 1548/2009 y la Circular 5/2009 de la CNE. En términos de representatividad, y según los últimos datos disponibles en esta Comisión, en número suponen un 10% de las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes, pero distribuyen el 61% de la energía y al 52% de los clientes del subsector de las distribuidoras de menos de 100.000 clientes. Asimismo, reciben alrededor del 55% de la retribución de este subsector de pequeñas distribuidoras.

A tal fin, se propone incorporar el siguiente apartado:

4. El conjunto de obligaciones establecidas en el apartado 2 del presente artículo no serán aplicables a las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes, y cuya energía circulada por sus redes sea inferior a 45 GWh al año.

4.4 Título III. Sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico

4.4.1 Sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico (artículo 13)

El anteproyecto de Ley introduce un nuevo artículo respecto de la Ley 54/1997, artículo 13, a efectos de recoger el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico, entendida como la capacidad para satisfacer la totalidad de los costes del sistema. En este sentido, se procede a definir los ingresos y los costes del sistema, y establecer la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes, a efectos de asegurar el equilibrio del sistema. Por último, anualmente se establecerá una previsión sobre la evolución de las distintas partidas de costes e ingresos para los seis años siguientes.

Con carácter general, se valora adecuada la introducción de este artículo en la medida en que introduce transparencia en los costes del sistema y su financiación, así como sobre la evolución de los mismos a medio plazo, lo que se considera positivo a efectos de evitar la generación de déficits sucesivos.

No obstante, se realizan los siguientes comentarios en relación con los ingresos del sistema eléctrico:

En primer lugar, se señala que actualmente los agentes que exportan energía a países no comunitarios sufragan los correspondientes peajes de acceso, por lo que se debería incluir a dichos agentes en el apartado 2.a) del citado artículo 13.

Adicionalmente, es relevante destacar la diferenciación realizada en el Anteproyecto de Ley, en su artículo 16, entre los peajes de transporte y distribución (que deben financiar los costes de las redes) y los otros costes regulatorios financiados a partir de los cargos de los peajes y otros ingresos. En este sentido, por transparencia, claridad y a efectos de evitar subvenciones cruzadas entre actividades, se propone completar la redacción del apartado 2.a) con objeto de recoger que los peajes de acceso de transporte y distribución serán los destinados a cubrir la retribución del transporte y distribución.

En consecuencia, se propone la siguiente redacción del apartado 2.a):

“2. Los costes del sistema serán financiados mediante los ingresos del sistema eléctrico que comprenderán:

a) Los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución satisfechos por los consumidores, y los productores y los agentes por las exportaciones de energía a países no comunitarios, destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución”

En segundo lugar, entre los ingresos del sistema se incluyen, los ingresos derivados del mecanismo de resolución de las congestiones de las interconexiones, así como el saldo positivo de los pagos por capacidad y los ingresos derivados de la aplicación del art. 21 de la Orden IETC/1659/2009, entre otros. En este sentido, se considera necesario recoger en un nuevo apartado una cláusula de cierre que permita incluir cualquier otro ingreso liquidable, atribuido expresamente en la normativa, y no enumerado expresamente, de forma análoga a lo establecido para la definición de costes.

En consecuencia, se propone introducir un nuevo apartado e) con la siguiente redacción:

“e) Cualquier otro ingreso atribuido expresamente por una norma de rango legal o reglamentario.”

Por otra parte, entre los costes del sistema eléctrico se incluye, en su caso, el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (letra k). Al respecto, esta Comisión se remite a su Informe 4/2012 sobre el Sector Energético Español en el que se puso de manifiesto que, en la medida en que el servicio de interrumpibilidad es una herramienta de gestión del sistema de la que dispone el OS, de características similares a los servicios de reserva del sistema proporcionados por las instalaciones de producción, sería deseable que éste se proporcionara igualmente en competencia y que, en consecuencia, el coste de dicho servicio sea incluido dentro del coste de la energía, no a través de los peajes.

En todo caso, se considera que se debería hacer referencia a los costes derivados del artículo 48 del anteproyecto de Ley y no únicamente al servicio de gestión de la demanda de Interrumpibilidad.

Más aún, para reflejar los ajustes en la anualidad de FADE durante el ejercicio en curso, derivados de emisiones no asociadas a cesiones de derechos de cobro (refinanciaciones), o amortizaciones de instrumentos financieros, se propone incorporar la siguiente precisión en el apartado j)

j) Anualidades correspondientes a los déficit del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes

Teniendo en cuenta que el Operador del Mercado y el Operador del Sistema se financian con cargo a los precios regulados que cobran a los agentes, se propone la siguiente modificación en el apartado l).

l) Gestión técnica y económica del sistema, en su caso, por el importe necesario entre la retribución que se establezca para cada uno de ellos y el importe recaudado a través de los precios regulados que cobran a los agentes.

Adicionalmente, se considera que debería recogerse de forma expresa la consideración de ingreso o coste de los desajustes temporales de ingresos y costes del sistema a los que se hace referencia en el artículo 19 del Anteproyecto de Ley.

Por último, en relación con la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para los seis años siguientes, se propone que la Orden por la que se establece dicha evolución sea objeto de informe preceptivo por parte de la CNMC, a efectos de una mayor transparencia. Asimismo, cabe señalar que mientras en el apartado 6, se hace referencia a que se aprobará por orden ministerial, una previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para los seis siguientes años, en el preámbulo se hace referencia a los cinco siguientes años. Sería necesario unificar ambos textos para reflejar el mismo número de años.

4.4.2 Retribución de las actividades (artículo 14)

Dado que no todos los costes del sistema (como las anualidades del déficit) tienen la consideración de retribución de las actividades, se propone incorporar el siguiente inciso en el apartado 1.

Los ingresos del sistema eléctrico serán destinados a pagar exclusivamente la retribución propia de las actividades destinadas al suministro eléctrico, y el resto de costes del sistema definidos en el artículo 13, sin que puedan destinarse a otros fines.

Adicionalmente, para aportar seguridad en los procesos de revisión obligatoria (cada 6 años, y antes del comienzo del periodo regulatorio), y también, para eliminar la referencia a variables concretas a tener en cuenta en dicho proceso de revisión, se propone en el apartado 4 la siguiente modificación.

4. Los parámetros de retribución de las actividades de transporte, distribución, gestión técnica y económica del sistema, producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos con régimen económico específico y producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional se ~~revisarán~~ ~~podrán~~ ~~revisarse~~ cada seis años, antes del comienzo del periodo regulatorio, en función de la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica, de la rentabilidad adecuada para estas actividades y cualquier otra circunstancia que lo justifique.

En este artículo, se establece que la tasa de retribución aplicable a la inversión neta reconocida estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado.

Se considera que a efectos de justificar metodológicamente la cuantificación del diferencial, éste debería fijarse en función de la diferencia entre el WACC de referencia de la actividad a retribuir, y el rendimiento de las Obligaciones del Estado. Por ello, se considera que antes del inicio de cada periodo regulatorio de 6 años, y dentro de la revisión de los parámetros de retribución, debería incluirse el cálculo del WACC de referencia de cada actividad. Por esta razón, se propone la siguiente modificación en los apartados c de los artículos 6 y 8, y en el artículo 7:

6.
c) *Al efecto de permitir una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, la tasa de retribución financiera de la inversión neta reconocida estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado. Dicho diferencial se establecerá teniendo en consideración el WACC de referencia de la actividad a retribuir.*

7
El régimen retributivo no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a las instalaciones en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y que permitan obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo en cada caso aplicable. No obstante lo anterior, excepcionalmente el régimen retributivo podrá incorporar además un incentivo a la inversión y a la ejecución en plazo determinado

cuando su instalación suponga una reducción significativa de los costes de los sistemas insulares y extrapeninsulares. Esta rentabilidad razonable girará, antes de impuestos, sobre el rendimiento medio en el mercado de las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado. Dicho diferencial se establecerá teniendo en consideración el WACC de referencia de la actividad a retribuir.

8.

c) Al efecto de permitir una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, la tasa de retribución financiera del activo con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado. Dicho diferencial se establecerá teniendo en consideración el WACC de referencia de la actividad a retribuir.

Por otra parte, se propone incluir la siguiente precisión en el apartado 8 a)

8. (...)

a) El devengo de la retribución generado por instalaciones de transporte y distribución puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año $n+2$.

Asimismo, el apartado 11 del mismo artículo 14 del Anteproyecto establece que las retribuciones del operador del mercado y del operador del sistema se establecerán de acuerdo con la metodología que determine el Gobierno. Asimismo, se establece que la retribución del segundo podrá incorporar incentivos a la reducción de costes derivados de la operación.

La CNE considera que el establecimiento de incentivos económicos en las actividades reguladas constituye una importante herramienta para la ganancia de eficiencia. Entre los trabajos que en estos momentos está desarrollando la CNE, por el mandato contenido en la orden de tarifas de acceso de febrero de este año, se encuentran precisamente las referidas metodologías. La CNE está analizando la posibilidad de plantear varios incentivos económicos asociados a las retribuciones de ambos operadores, por lo que la redacción al respecto prevista en el Anteproyecto debería quedar más ampliamente establecida.

Se valora positivamente la introducción de estos incentivos, pero se considera más adecuado que el anteproyecto de Ley establezca, con carácter general, un marco para el establecimiento de los mismos, pero sin detallarlos de forma expresa, a fin de no limitar otros incentivos que puedan desarrollarse en el futuro.

En el artículo también se mencionan los incentivos a la mejora de la calidad del suministro y la reducción de las pérdidas, que ya existían con carácter previo, para la actividad de distribución. También conviene establecerlo para la actividad de transporte.

Así, en el seno de los trabajos que a este respecto están siendo desarrollados por la CNE, se está trabajando en el diseño de nuevos incentivos, como el ligado al cumplimiento de las obligaciones relacionadas con la lectura de los suministros y facturación de los peajes de acceso, dado que en la actualidad las empresas distribuidoras carecen de señal alguna en este sentido, así como el ligado al cumplimiento de los planes de inversión.

Igualmente, en lo que respecta a la metodología de retribución de la actividad de transporte, se entiende necesario el incentivo a la disponibilidad de las instalaciones, ya implementado en la normativa vigente, así como otros incentivos, como pudiera ser el ligado al cumplimiento de los planes de inversión, en este caso, derivados de la planificación.

En línea con lo anterior, se propone una redacción más general, para no limitar la introducción de incentivos adicionales sobre la actividad.

También se considera oportuno hacer constar que los incentivos pueden tener signo positivo o negativo, de forma que incrementen o reduzcan la retribución.

Así, se propone la siguiente redacción alternativa:

8.c)

(...)

La metodología de retribución de la actividad de transporte deberá incluir la formulación para contemplar incentivos económicos, que podrían tener signo positivo o negativo, para la mejora de la disponibilidad de las instalaciones y otros objetivos.

La metodología de retribución de la actividad de distribución deberá incluir la formulación para remunerar aquellas otras funciones reguladas efectuadas por las empresas distribuidoras, así como los incentivos que correspondan, que podrán tener signo positivo o negativo, para la mejora de la calidad del suministro, y la reducción de las pérdidas y otros objetivos.

11. (...)

La retribución del operador del sistema podrá incorporar incentivos, que podrán tener signo positivo o negativo, a la reducción de costes del sistema derivados de la operación en la determinación de los servicios de ajuste, a la mejora de las previsiones, y otros objetivos.

La retribución de ambos operadores y los precios que deben cobrar serán fijados anualmente por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Por otra parte, dado que actualmente el diseño del mercado intradiario es una cuestión que se encuentra en discusión a nivel europeo en el desarrollo del modelo objetivo para la integración del mercado interior de la energía, y que éste diseño probablemente incorporará mecanismos de contratación continua, se debería modificar la redacción del apartado 5 del artículo 14 del Anteproyecto para poder contemplar dichos mecanismos.

5. La retribución de la actividad de producción incorporará los siguientes conceptos:

a) La energía eléctrica negociada a través de los mercados diario ~~e intradiario~~ que se retribuirá sobre la base del precio resultante del equilibrio entre la oferta y la demanda de energía eléctrica ofertada en los mismos. La energía eléctrica negociada a través del mercado intradiario que se retribuirá sobre la base del precio de las operaciones contratadas en dicho mercado o que resulte de los mecanismos que se establezcan.

Adicionalmente, se establece que la actividad de producción podrá incorporar una retribución en concepto de mecanismo de capacidad, así como de servicios de ajuste. Dado que, de acuerdo con las Directrices Marco de Balance de Electricidad y con las

recomendaciones realizadas por ACER⁵, la demanda también debería tener una participación activa en estos mecanismos y servicios, se propone incluir un párrafo en el apartado 10 del artículo 14.

10. [...]

Los consumidores, ya sea directamente, o a través de su comercializador, podrán obtener los ingresos que correspondan por su participación, en su caso, en los servicios de ajuste del sistema y en el mecanismo de capacidad.

Por último, en el caso de las energías renovables, cogeneración y residuos se establece un régimen retributivo específico, que podrá tener dos componentes, una fija (por unidad de potencia instalada) y otra variable. Cuando el término variable (de operación) tenga un valor significativo, por ejemplo en el caso de tecnologías con costes variables relevantes como la cogeneración, podría suceder que su funcionamiento fuera indiferente a la señal del precio de mercado. Con el fin de promover una operación eficiente, y que estas instalaciones obtengan una señal adecuada, cabría plantear la eliminación del término de operación e incluir en el cálculo del término de potencia los costes de inversión y explotación no recuperados por la venta de energía y por otros posibles ingresos de explotación, tales como la venta del calor en las instalaciones de cogeneración.

[...]

7. Excepcionalmente, el Gobierno podrá establecer un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas europeas o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior.

Este régimen retributivo adicional a la retribución por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, estará compuesto por un término por unidad de potencia instalada, que cubra, cuando proceda, los costes de inversión y explotación de una instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de la energía y, en su caso, por otros ingresos de explotación

4.4.3 Peajes de acceso a las redes y cargos asociados a los costes del sistema (artículo 16)

El artículo 16 modifica la actual configuración de los peajes de acceso. En particular, se definen tanto los peajes de acceso de transporte y distribución, que se calcularán de acuerdo con la metodología que establezca la CNMC, como los cargos necesarios para cubrir el resto de costes del sistema, que se calcularán conforme a la metodología que establezca el Gobierno.

Como se ha indicado, esta Comisión considera positiva la distinción realizada en el Anteproyecto de Ley entre peajes de transporte y distribución y los cargos, en la medida en que se introduce una mayor transparencia al establecer claramente que la retribución de las actividades de transporte y distribución, será recuperada a través de los peajes acceso a las redes, establecidos conforme a la metodología de asignación que establezca

⁵ *Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity. 11 July 2013. ACER.*

la CNMC, mientras que el resto de los costes regulados del sistema, distintos de los anteriores, serán recuperados a través de cargos.

No obstante se incluyen las siguientes consideraciones:

En primer lugar, el artículo 7.1.a de la Ley 3/2013, establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá la metodología para el cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes de electricidad correspondientes a los costes de transporte y distribución, que se establecen en el artículo 17.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, de acuerdo con el marco tarifario y retributivo establecido en dicha Ley y en su normativa de desarrollo.

Esta redacción es coherente con el esquema actualmente vigente en el que los peajes de acceso están destinados a recuperar tanto los costes de transporte y distribución, como el resto de costes de sistema.

El anteproyecto de Ley modifica dicho esquema, de forma que limita, los peajes de acceso a la recuperación de los costes de transporte y distribución, estableciendo que el resto de costes se recuperarán mediante un cargo.

Se entiende que la modificación introducida por el anteproyecto de Ley debería llevar acompañada la modificación de la función establecida en el artículo 7.1.a de la Ley 3/2013. En consecuencia, se propone la inclusión la siguiente disposición final:

Disposición final xxxx. Modificación de la Ley 3/2013.

Se modifica el apartado 1.a del artículo 7 de la Ley 3/2013, que pasará a tener el siguiente tenor:

a) La metodología para el cálculo de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, de acuerdo a lo establecido en el artículo 16 de la Ley xx/xxxx, de xx de xxxx, del Sector Eléctrico, y al marco retributivo establecido en dicha Ley y en su normativa de desarrollo.

A estos efectos, se entenderá como metodología de cálculo de los peajes, la asignación eficiente de los costes de transporte y distribución a los consumidores y generadores.

En segundo lugar, en el artículo 16.2 del anteproyecto de Ley se establece que "Los peajes que deberán satisfacer los productores de energía eléctrica se regularán reglamentariamente, teniendo en cuenta la energía vertida a las redes"

Al respecto se indica que, por una parte, los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores deben ser el resultado de la metodología asignativa a la que se hace referencia en el artículo 7.1.a de la Ley 3/2013. Por otra parte, se considera que, puesto que el Reglamento (UE) nº 838/2010 de la Comisión está en la actualidad en fase de revisión, según lo establecido en la parte B del Anexo de dicho reglamento, por el cual ACER presentará su dictamen a la Comisión, antes del 1 de enero de 2014, acerca del valor o valores adecuados de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores, deberá tener en consideración el dictamen de ACER o cualquier modificación de ámbito comunitario. En consecuencia, se sugiere su adaptación en el redactado del Anteproyecto de Ley.

En tercer lugar, se distinguen los peajes de acceso a las redes, de los cargos necesarios para cubrir otros costes. Sin embargo, el propio artículo hace referencia al término “peajes” sin definir que conceptos incluye. Igualmente en el artículo 40, se indica que es obligación del distribuidor cobrar los peajes de acceso, y en el artículo 46, se establece que es obligación del comercializador abonar el peaje de acceso, sin hacer referencia en ningún caso a los otros cargos. Por ello, a efectos de mayor precisión, debería definirse los peajes con una denominación genérica que luego fuera utilizada a lo largo del texto del Anteproyecto, distinta de la del peaje de acceso de transporte y distribución. Más aún, el artículo 16.3, en relación con la metodología aplicable a la determinación de los cargos, establece que *“Dichos cargos podrán tener en cuenta la estructura de peajes de acceso existentes”*. A efectos de evitar confusión, y dada la diferente naturaleza de los peajes de acceso vigentes y los peajes de acceso del Anteproyecto de ley, se sugiere sustituir la referencia a los *“peajes de acceso”* por los *“peajes de transporte y distribución”* o los *“peajes de acceso a las redes de transporte y distribución”*.

En cuarto lugar, por su impacto en los precios de los consumidores⁶, en línea con el ámbito competencial tarifario otorgado en la Directiva 2009/72 CE, esta Comisión considera necesario remitirse al Informe 18/2011 de la CNE sobre el Anteproyecto de Ley por el que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico y, en particular, que se realice una transposición de la Directiva similar a la de otros países de la Unión Europea en relación a que la CNMC establezca la metodología de asignación de la totalidad de los costes que deben recuperarse a través de los peajes de transporte y distribución y cargos .

En el citado Informe 18/2011 se indica que de acuerdo con la nota interpretativa sobre la Directiva 2009/72/EC y la Directiva 2009/73/EC en relación con las obligaciones de la Autoridades Regulatorias respecto a las tarifas de redes *“Las principales funciones de los Organismos Reguladores Nacionales (NRA) respecto a las tarifas de acceso no impiden a los Estados Miembros la posibilidad de establecer los principios de política general que finalmente tendrán trasladarse por la Autoridad Regulatoria a la estructura y metodología de tarifas. Sin embargo, estos principios no deberían invadir las competencias de los Organismos Reguladores Nacionales o infringir los requerimientos de las Directivas y de los Reglamentos de electricidad y gas. Aunque un Estado Miembro podría, por ejemplo, establecer una línea de política general para atraer inversiones en energías renovables, los servicios de la Comisión considerarían cualquier norma que estableciera un margen de beneficio como un coste adicional en la tarifa como una instrucción directa a la Autoridad Regulatoria, lo que está prohibido.”*

Adicionalmente, en el informe *“Plan de compatibilización regulatoria en el ámbito del MIBEL: Armonización de la metodología de cálculo de las tarifas de acceso a redes”* elaborado por el Comité Técnico del MIBEL y aprobado por el Consejo de la CNE el 20 de enero de 2011, se pone de manifiesto que el regulador energético portugués (ERSE) establece los peajes de todos los servicios de acceso a redes. En dicho informe y de acuerdo con las bases establecidas en el Convenio ente Portugal y España para el

⁶ Cabe señalar que, como se desprende del informe elaborado por ERGEG *“Status Review of End-User Price Regulation as of 1 January 2010”* en la mayoría de los países del entorno europeo (tales como, Francia, Italia, Portugal, Dinamarca e Irlanda, entre otros), la autoridad reguladora nacional es responsable de establecer la metodología y/o los peajes de acceso a las redes, no únicamente los peajes de las redes.

desarrollo efectivo del MIBEL, se ha consolidado el deseo de ambos países por concretar los términos en los que el MIBEL ha de desarrollarse, y, en particular, en relación a la necesaria armonización de los peajes de acceso. En este sentido, se indicó la necesidad de que ambos reguladores energéticos tuvieran competencias simétricas en el establecimiento de los peajes de acceso en el sistema ibérico. Por todo ello, se considera que la CNE debería participar en el establecimiento de la metodología integrada de los peajes de acceso y de los cargos individuales en el Anteproyecto de Ley.

En consecuencia, se propone la siguiente redacción al artículo 16.3:

“3. La CNMC 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 en la Ley 3/2013.

Dichos cargos podrán tener en cuenta la estructura de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.”

No obstante, en caso de no considerar la anterior modificación y ampliar la función de la CNMC a calcular la metodología de asignación de todos los costes regulados, además de los costes de transporte y distribución, a diferencia de otros países de la UE, debido al impacto de la determinación de los cargos sobre la metodología por la que se asignan los costes de transporte y distribución, y sobre los precios regulados de los consumidores, se propone que la misma sea objeto de informe preceptivo por parte de la CNMC.

Por último, de forma análoga a lo establecido en la Ley 34/1998, se considera necesario incluir un nuevo apartado sexto, relativo a las obligaciones de información de los agentes, a efectos de posibilitar el cumplimiento de las competencias que se tienen asignadas en relación con el establecimiento de los peajes. En particular, se propone incluir lo siguiente:

“6. Las empresas que realicen las actividades reguladas facilitarán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo cuanta información sea necesaria para la determinación de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, y los cargos necesarios para cubrir otros costes. Esta información estará también a disposición de las Comunidades Autónomas que lo soliciten, en lo relativo a su ámbito territorial.”

4.4.4 Precios voluntarios para el pequeño consumidor y tarifas de último recurso (artículo 17)

- Consideración general (apartado 17.1)

El artículo 17 del Anteproyecto de ley regula los precios voluntarios para el pequeño consumidor y las tarifas de último recurso. Dichos precios voluntarios se definen, tal y como se señala en la Memoria (página 15), en términos similares a las tarifas de último recurso, reguladas en el artículo 18 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico. Por su parte, las tarifas de último recurso definidas en el Anteproyecto de ley rempazan a la tarifa reducida aplicada a los consumidores vulnerables, actualmente regulada en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, y serán también de aplicación a los consumidores que sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor,

transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en el mercado libre⁷.

- Sobre la determinación del coste de producción de energía eléctrica con base en mecanismos de mercado (apartado 17.2)

Los precios voluntarios para el pequeño consumidor incluirán de forma aditiva, y por analogía a la actual TUR definida en el artículo 18 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, los conceptos de coste de producción de energía eléctrica, los peajes de acceso y cargos que correspondan y los costes de comercialización que correspondan.

En particular, el coste de producción de energía eléctrica se determinará, según la redacción del Anteproyecto de ley, *“con base en mecanismos de mercado atendiendo al precio medio previsto en el mercado de producción durante el periodo que reglamentariamente se determine y que será revisable de forma independiente”*.

Este redactado difiere únicamente con el del artículo 18 de la Ley 54/1997 en que se especifica que los costes de producción de energía eléctrica se determinarán con base en mecanismos de mercado, si bien en ambos se menciona que se atenderá al precio medio previsto en el mercado de producción. El esquema actual de determinación del coste de producción eléctrica (*“pass through”* del resultado de las subastas CESUR) se basa en *“precios de productos a plazo”*, por lo que actualmente el concepto “precio medio previsto en el mercado de producción” está siendo equivalente al concepto “precio de productos a plazo”. Para mayor claridad cabría la posibilidad de incluir de forma explícita el término “precio de productos a plazo” en la redacción del artículo 17.2.a del Anteproyecto de ley al establecer la determinación del coste de producción de energía eléctrica.

Por otra parte, se señala que en el desarrollo normativo posterior que reguló la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica (Real Decreto 485/2009, de 3 de abril), se estableció la metodología de cálculo y revisión de las tarifas de último recurso (artículo 7 de dicho RD), estableciendo que el coste de producción de energía eléctrica, se determinaría con base en los precios de los mercados a plazo. Asimismo, en dicho artículo 7 se establece que el MINETUR podría regular mecanismos de adquisición de energía por los CUR con carácter obligatorio.

Concretamente, la Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, regula el mecanismo de adquisición a través del cual se determinan los precios resultantes que se utilizan como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso (subastas CESUR) y es de aplicación a los CUR responsables de realizar el suministro a tarifa de último recurso, como compradores del producto subastado.

En particular, los CUR han adquirido en las subastas CESUR parte de su solicitud de volumen de compra para atender el suministro de sus clientes a tarifa de último recurso, y desde abril de 2011 el resto de su volumen solicitado y no adquirido en las subastas CESUR ha sido cubierto a partir de productos con liquidación por diferencias entre precios CESUR y precios en el mercado diario ofrecidos por el régimen especial a tarifa (en virtud del RD 302/2011).

⁷ El artículo 17.4 del Anteproyecto de ley determina que el Gobierno establecerá, entre otros, la metodología de cálculo de las tarifas de último recurso.

Por tanto, de la redacción del artículo 17.2.a del Anteproyecto de ley “*El coste de producción de energía eléctrica, que se determinarán con base en mecanismos de mercado atendiendo al precio medio previsto (...)*”, cabría interpretar que el mecanismo actual basado en subasta tiene cabida como mecanismo posible en la redacción del Anteproyecto, si bien se señala, alternativamente, que una fórmula basada en las cotizaciones de precios a plazo podría considerarse que está basada en “mecanismos de mercado”.

Finalmente, para mayor claridad, se podría añadir en la redacción de este artículo 17.2.a, “... *revisable de forma independiente al del resto de conceptos del precio voluntario para el pequeño consumidor*”.

- Sobre la TUR (apartado 17.2)

En el apartado 17.3 se definen las Tarifas de Último Recurso “*como aquellos precios de aplicación a categorías concretas de consumidores de acuerdo a lo dispuesto en la presente ley y su normativa de desarrollo*”. Asimismo, se establece que las TUR serán de aplicación los consumidores que tengan la condición de vulnerables, y los que “*sin cumplir los requisitos del precio voluntario para el pequeño consumidor transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador libre*”. Conforme al artículo 45 del Anteproyecto de Ley, la TUR aplicable a los consumidores vulnerables se constituye como el valor de base para calcular el bono social. Debido a que la concepción de TUR y bono social cambia en el Anteproyecto de Ley respecto a la situación vigente, con objeto de evitar confusiones al consumidor, se propone especificar dicha diferencia en la exposición de motivos y valorar la necesidad de realizar una labor de comunicación con los consumidores a través de las Asociaciones de Consumidores en colaboración con la CNMC.

Por otra parte, se propone asociar como referencia de precios el PVPC a los consumidores que transitoriamente carecen de contrato, que la TUR, que va a ir destinada a los consumidores vulnerables y que va a ser un precio reducido. En todo caso, se debería precisar que las tarifas de último recurso no “resultarán de aplicación”, tal y como se determina en el artículo 17, sino que “servirán como referencia” para aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre.

A falta de los posteriores desarrollos reglamentarios que lo determinen (según el art. 43.2) se desconoce el alcance exacto del suministro a PVPC. Se entiende que puesto que el precio está encaminado a suministrar al pequeño consumidor, el alcance podría incluir desde una cierta parte de los consumidores domésticos hasta la totalidad de los consumidores domésticos y parte de PYMES, pudiendo el mismo ser muy variable. Con respecto al alcance, como dijo esta Comisión en el Informe 4/2012 de la CNE sobre el sector energético español de 7 de marzo de 2012, aunque debe contemplarse la desaparición de los precios finales regulados en los mercados minoristas de gas y electricidad lo antes posible, “*la evolución hacia este modelo requiere que previamente se den unas condiciones de funcionamiento satisfactorias de los mercados, en cuanto a estructura, disponibilidad de ofertas, procedimientos de switching, grado de “capacitación” y mecanismos de protección de los consumidores y supervisión efectiva por parte del regulador.*” En el informe se incide en el hecho de que mientras no se muestren dichas

condiciones, se deberían mantener las tarifas de último recurso vigentes (según la definición del Anteproyecto de Ley, el PVPC), y por tanto el alcance de las mismas.

Por último, nuevamente por su impacto sobre los precios finales de los consumidores y su impacto en la dinámica competitiva del mercado minorista, la CNMC debería participar a partir de informe preceptivo en la definición de los descuentos y recargos a aplicar en los PVPC. En este sentido se propone incorporar la siguiente redacción en el último párrafo del apartado 17.3.b

“Las tarifas de último recurso serán únicas en todo el territorio nacional y en su fijación se podrán incorporar descuentos o recargos sobre los precios voluntarios para el pequeño consumidor, según se determine para cada categoría de consumidores, previo informe preceptivo de la CNMC”.

- Sobre los comercializadores que asuman las obligaciones de suministro de referencia

Los precios voluntarios, que serán únicos en todo el territorio español, serán los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores que, a tenor de lo previsto en el apartado f) del artículo 6⁸, asuman las obligaciones de suministro de referencia, a aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan los requisitos para que les resulten de aplicación.

El artículo 18 de la Ley 54/1997 tenía un redactado similar, si bien en lugar de precios voluntarios se refería a las tarifas de último recurso, que aplicarían a los comercializadores que asumieran las obligaciones de suministro de último recurso (en lugar de suministro de referencia del Anteproyecto de ley). En este sentido, el artículo 2 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril designó a los comercializadores de último recurso que asumían la obligación de suministro de último recurso de energía eléctrica y contemplaba la revisión de dicha designación al menos cada cuatro años.

Cabe señalar que de la redacción del artículo 7 (comercializadores de referencia) del Proyecto de Real Decreto, por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica, remitido para informe de esta CNE, habilita la posibilidad a que haya más comercializadores, adicionales a los comercializadores de último recurso (CUR), que cumpliendo con los requisitos establecidos en dicho Proyecto de RD se configuren como comercializador de referencia y soliciten su designación como tal.

El actual esquema de adquisición de los cinco CUR a través de las subastas CESUR se configura a partir de un proceso de compra regulado, que puede resumirse en las siguientes fases: (a) solicitud a los CUR por parte de la CNE del volumen máximo de compra para la siguiente subasta CESUR y remisión de previsiones de demanda; (b) análisis por parte de la CNE de la adecuación de la solicitud a las previsiones de los CUR, así como de los desfases existentes entre solicitudes anteriores y sus compras realmente efectuadas; (d) determinación por la SEE del volumen objeto de subasta en CESUR en función de las solicitudes de los CUR y la presión competitiva en la subasta. En la determinación de dicho volumen también es

⁸ Los comercializadores, que son aquellas sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la presente ley.

tenido en cuenta, por el efecto del Real Decreto 302/2011, las previsiones horarias del régimen especial a tarifa.

En resumen, el volumen a adquirir por los CUR en la subasta CESUR está determinado ex ante, en virtud del proceso anteriormente descrito, de modo que dichos comercializadores son precio aceptantes en la subasta y la presión competitiva viene por el lado de los agentes vendedores.

Por tanto, en caso de mantenerse un mecanismo de adquisición similar al establecido en las subastas CESUR, dado que la lista de comercializadores de referencia sería potencialmente más amplia que la de los CUR actuales y que además podría eventualmente variar durante el periodo de entrega del producto subastado ante nuevas solicitudes de designación como comercializadores de referencia, dicho mecanismo debería ser objeto de revisión o, en su caso, utilización de mecanismo de mercado a plazo alternativo al de subasta, referido anteriormente, para fijar el coste de producción del PVPC. Todo ello dado que actualmente los CUR están vinculados como compradores en las subastas CESUR desde el momento en que realizan su solicitud de volumen de compra a la CNE.

- Recargos y tributos

Con respecto al apartado 6 sobre recargos y tributos, se incluye el redactado del artículo 18.5 de la Ley 54/1997 junto con un párrafo equivalente al establecido en la DA 15ª del Real Decreto-ley 20/2012 que modificaba la Ley 54/1997⁹.

Tal y como se mencionó en el Informe CNE 35/2012¹⁰, con esta redacción se exige que las Comunidades Autónomas incorporen a los PVPC y a las tarifas de último recurso los suplementos territoriales que aprueben en el ámbito de su territorio, los cuales serán abonados por los consumidores de dicho ámbito territorial. Quedaría pendiente el desarrollo reglamentario de esta disposición dado que hasta el momento no existe regulación normativa ni sobre “*los concretos tributos y recargos que serán considerados a efectos de la aplicación del suplemento territorial a los peajes de acceso y tarifas de último recurso*” ni sobre los “*mecanismos necesarios para su gestión y liquidación*”.

- Sobre la transparencia de la factura

Esta Comisión ha puesto de manifiesto en sucesivos informes¹¹ un conjunto de medidas dirigidas a favorecer el cambio de suministrador, la transparencia de precios y campañas de información al consumidor final. Entre otras, con objeto de facilitar a los consumidores la comparación de precios entre las distintas ofertas de comercializadores, se ha

⁹“Se habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo a determinar, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, los concretos tributos y recargos que serán considerados a efectos de la aplicación del suplemento territorial a los peajes de acceso y tarifas de último recurso, de acuerdo con lo establecido en los artículos 17 y 18 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, así como los mecanismos necesarios para su gestión y liquidación”.

¹⁰ Informe 35/2012 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, aprobado el 20 de diciembre de 2012.

¹¹ Entre otros: Informe de la CNE sobre el Anteproyecto de Ley por el que se modifica la ley 54/1997, aprobado por el Consejo de 27 de noviembre de 2011; Informe sobre el sector energético español aprobado por el Consejo de 7 de marzo de 2012; Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad periodo 2008-2010 y avance 2011, aprobado por el Consejo de 13 de septiembre de 2012.

propuesto la obligación por parte del comercializador de desglosar en la factura, además de los conceptos legalmente establecidos, el coste de la energía, los pagos por capacidad y el coste de acceso. Estos aspectos han sido recogidos tanto en el comparador de precios que la CNE ha puesto en marcha para los consumidores conectados a redes en baja tensión en el sector eléctrico y redes de presión de diseño inferior a 4 bar en el sector gasista, como en la propuesta de modelo de factura de electricidad para consumidores bajo la modalidad de suministro de último recurso realizada por la CNE. Asimismo, en el entorno europeo un número significativo de países tienen la obligación de separar la facturación de energía de la facturación de redes.

Asimismo se considera que en la factura de aquellos clientes acogidos, a partir de la entrada de esta Ley, a la tarifa de último recurso (actualmente bono social), se debería incluir el valor del bono social minorando el PVPC, para estos consumidores continúen recibiendo la señal de precio adecuada, de acuerdo con la Propuesta de Resolución por la que se establece el modelo de factura de electricidad.

Por todo lo anterior, se propone introducir las siguientes modificaciones en el artículo 17 en sus apartados 1 y 7:

“1. [...]”

Dichos precios se fijarán de forma que en su cálculo se respete el principio de suficiencia de ingresos, aditividad y no ocasionen distorsiones de la competencia en el mercado”

“7. Con el fin de que exista la mayor transparencia en los precios del suministro de energía eléctrica, se desglosarán en la facturación al usuario, en la forma que reglamentariamente se determine, al menos el coste de la energía, los peajes de acceso de transporte y distribución y cargos que correspondan, y los tributos que graven el consumo de electricidad, así como los suplementos territoriales cuando correspondan. En la facturación de aquellos usuarios acogidos a tarifas de último recurso, se incluirá, en su caso, el importe del bono social minorando el precio voluntario para el pequeño consumidor o el recargo sobre el PVPC en el caso de la TUR para aquellos consumidores que transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre”.

- Otros comentarios

Con respecto a la redacción del articulado, como comentario general se reseña que no se menciona lo que sucede con aquellos consumidores con derecho al PVPC que transitoriamente no dispongan de contrato. Se entiende que de no poseerlo serían atendidos por los comercializadores de referencia al PVPC. En todo caso, dicha situación debería contemplarse específicamente en el articulado de la Ley, en caso de que dicho consumidor perdiera el derecho, una vez en el mercado libre, a volver a ser suministro por el comercializador de referencia.

Como comentarios concretos, en el punto 1 del artículo se debería incluir expresamente que el consumidor se acoge a dicho precio. Así, se propone:

“1. Los precios voluntarios para el pequeño consumidor, que serán únicos en todo el territorio español, serán los precios máximos que podrán cobrar los comercializadores que, a tenor de lo previsto en el apartado f) del artículo 6, asuman las obligaciones de suministro de referencia, a aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan los requisitos para que les resulten de aplicación. y que se acojan a las mismas”

A su vez, se considera necesario que se especifique explícitamente en la Ley que los comercializadores de referencia suministrarán energía a precio de TUR (con descuentos sobre los precios voluntarios para el pequeño consumidor para consumidores vulnerables y con recargos para aquellos que transitoriamente no son suministrados por un comercializador), según se determine. Así, aunque en el artículo 44.1 c) se menciona que serían las comercializadoras de referencia las que atenderían esta tarifa:

“Los consumidores a los que se refiere el artículo 43.2, tendrán derecho además a contratar el precio voluntario para el pequeño consumidor o la tarifa de último recurso, según corresponda, con empresas comercializadoras de referencia al precio que se determine mediante orden ministerial.”

Se expresa de un modo indirecto, echándose en falta una mención explícita al mismo de modo similar a cómo se hace en el artículo 17.1 con respecto al PVPC, por lo que se propone el siguiente redactado al final del apartado 3º del artículo 17:

3. [...]

Las tarifas de último recurso serán únicas en todo el territorio nacional y en su fijación se podrán incorporar descuentos o recargos sobre los precios voluntarios para el pequeño consumidor, según se determine para cada categoría de consumidores. Las tarifas de último recurso serán los precios que podrán cobrar los comercializadores que, a tenor de lo previsto en el apartado f) del artículo 6, asuman las obligaciones de suministro de referencia, a aquellos consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, cumplan los requisitos para que les resulten de aplicación.”

4.4.5 Cobro y liquidación de los peajes (artículo 18)

El Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico dedica, fundamentalmente, dos de sus artículos a establecer las bases sobre las que reglamentariamente se ha de desarrollar el sistema de liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico y, en relación con el mismo, el tratamiento de los posibles desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema.

Estos artículos son el artículo 18 “*Cobro y Liquidación de los peajes, cargos, precios y retribuciones reguladas*” y el artículo 19 “*Desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema*”. También, con carácter de derecho transitorio y relacionado con los artículos mencionados anteriormente, cabe citar la Disposición Adicional sexta. *Financiación de los desajustes del sistema eléctrico* y la Disposición Final Primera *Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*.

En el apartado primero del artículo 18 se señala que los distribuidores y transportistas cobrarán los peajes, debiendo dar a las cantidades ingresadas la aplicación que proceda de acuerdo con el procedimiento general de liquidaciones; en definitiva que, dado que la obligación de facturar y recaudar viene fijada como obligación de los distribuidores, añade lo que viene siendo común en el sector eléctrico: que las cantidades percibidas por los distribuidores no son fondos propios de los mismos, sino que estos recaudan para satisfacer el conjunto de los costes regulados.

En el segundo apartado del mismo artículo se fijan los principios que ha de respetar el Gobierno al establecer reglamentariamente el sistema de liquidaciones:

- Se incluyen en las liquidaciones tanto los ingresos de los distribuidores como las restantes partidas de ingresos que puedan provenir de otras fuentes.
- Se realizarán liquidaciones mensuales a cuenta de la definitiva de cierre de cada año.
- La liquidación de cierre se realizará una vez que se incorporen las partidas de ingresos provenientes de cualquier mecanismo financiero establecido normativamente y de los Presupuestos Generales del Estado.
- En las liquidaciones provisionales, se aplicará la misma periodificación para la retribución de todas las actividades con retribución regulada.

También en el artículo 19, como se recoge en detalle en el siguiente apartado, se fijan algunas de las características del nuevo sistema. En este sentido se señala que:

- El desajuste temporal de ingresos, que anteriormente era financiado por las matrices de los grupos empresariales eléctricos con más de 100.000 clientes, pasa a serlo por todos aquellos que reciben la retribución con cargo a las diferentes partidas de costes regulados.
- Este desajuste será soportado por los sujetos en función de su derecho de cobro.
- Se establece un límite anual al déficit de cada ejercicio.

En relación al modelo de liquidaciones que se establece en el Anteproyecto de Ley cabe indicar que mantiene los principios del sistema de liquidaciones anteriormente vigente, fija el momento de cierre de las liquidaciones del ejercicio, e incluye tres novedades importantes:

- 1) la misma periodificación para la retribución de todas las actividades;
- 2) el desajuste temporal de ingresos será soportado por todos los sujetos; y
- 3) el desajuste será soportado por los sujetos en función de su derecho de cobro.

En relación al primero de estos aspectos, la periodificación de los costes que se lleva a cabo en las liquidaciones provisionales del ejercicio tiene por objeto adaptar la retribución de las distintas actividades reguladas al flujo de ingresos del sector, de tal forma que los cobros mensuales que se reconoce a las actividades reguladas se adaptan a los ingresos que han obtenido los distribuidores, minimizando en consecuencia los posibles déficits coyunturales que se podrían producir de no considerar la estacionalidad de dichos ingresos.

Si bien en su origen a todos los costes regulados se les aplicaba la misma periodificación, posteriormente se fueron incluyendo costes cuya periodificación difería de la general - más favorable para el sujeto, incluso en algún caso se modificó la periodificación inicial que se aplicaba a una actividad para con ello incrementar su tasa interna de retorno- se cobra lo mismo pero antes. En definitiva que, actualmente, lo que comenzó siendo una excepción casi resulta una norma, de tal forma que ya a pocos costes se les aplica la periodificación general.

Suscribiendo con carácter general el principio de que a todos los costes se les aplique la misma periodificación, cabe plantearse la duda sobre la conveniencia de establecerlo sin matización alguna, en una disposición con rango de Ley, y de forma absoluta.

Tal planteamiento puede ser rígido en exceso. Para evitar este exceso de rigidez, cabe optar por una de dos posibles alternativas: 1) mantener este principio en una disposición con rango de ley, si bien con la posibilidad de que, de forma motivada, pueda por Real Decreto excepcionarse, o 2) dejar que sea el desarrollo reglamentario el que establezca la aplicabilidad de dicho principio.

La primera de las alternativas parece más apropiada, en tanto mantiene el principio general de igualdad en la periodicidad, pero no obliga a que cualquier modificación del mismo tenga que pasar por un cambio a nivel de ley para su modificación.

La justificación de que, aún compartiendo el principio de que la periodificación de todos los costes ha de ser la misma, se considera que no ha de establecerse de modo que sea necesario un cambio a nivel de ley. La experiencia muestra que, en aquellos casos en que ha sido preciso incluir sujetos ajenos al sector eléctrico en el procedimiento de liquidaciones por ser destinatarios de fondos provenientes del mismo, la periodificación de los flujos económicos del sector les resulta ajena a su operativa habitual. No resulta común, más allá del sector energético, los ejercicios anuales de catorce meses, por ejemplo. Este desacoplamiento entre los flujos económicos del sector eléctrico, por un lado, y los de los mercados financieros, por otro, ha justificado que haya sido aconsejable, en casos puntuales y para minimizar los costes del sector, emplear una periodificación específica, distinta a la general, tal y como ha sucedido con las entidades y fondos financieros perceptores de ingresos del sistema de liquidaciones.

Por otra parte, a lo largo del artículo 18 se hacen diversas referencias a “los peajes cobrados”, “a los fondos ingresados”, etc. Es decir, no se tiene en cuenta que, para incentivar el cobro de los peajes por parte de los distribuidores, a efectos de liquidaciones, las cantidades que se suponen que han ingresado los distribuidores corresponden a las que han facturado.

El hecho de que se mantenga una redacción como la actual puede que sea compatible con que, en el desarrollo reglamentario, se siga considerando la obligación de declarar los peajes facturados. Esto ya ha venido sucediendo en el pasado en que, en el artículo 19 de la Ley 54/1997, se refería a “los fondos ingresados por los distribuidores y el transportista” mientras que, en el desarrollo reglamentario aplicable a las liquidaciones - el Real Decreto 2017/1997-, se dejaba claro que los ingresos se referían a los datos de facturación, con independencia de su cobro.

No obstante lo que se acaba de señalar, se considera que mejoraría la redacción actual del Anteproyecto, si las referencias que se hicieran a los peajes y fondos se refirieran a los que se deberían haber facturado por aplicación de los peajes y cargos aprobados. Se propone al efecto, la incorporación en el artículo 18.1 el siguiente párrafo:

“A estos efectos, los ingresos por peajes o cargos serán los que hubieran debido ser facturados por aplicación de la normativa que los establece, con independencia de su efectiva facturación y cobro por parte de los sujetos obligados a su recaudación”.

También, en este mismo artículo, se establece de forma novedosa y acertada el procedimiento a aplicar en caso de retraso en el pago o impago de liquidaciones de empresas que forman parte de un mismo grupo empresarial. En este supuesto, se

descuentan las cantidades impagadas por una empresa del grupo prioritariamente de los derechos de cobro de las empresas del mismo grupo. Con ello se evita la paradoja que supone que el impago de una empresa de un grupo suponga un mayor ingreso del grupo como tal. Asimismo se establecen los intereses de demora aplicables en el caso de impago de las liquidaciones y la posibilidad de que puedan ser exigibles por el procedimiento de apremio las cantidades impagadas. Estas previsiones, junto al sistema de sanciones por impago o retraso en el pago por parte de los agentes que ya existía anteriormente, vienen a incrementar notablemente la seguridad de todos los agentes en relación a la percepción de los costes que tienen acreditados.

En relación con las liquidaciones de las actividades reguladas, cabe destacar que, tanto en el apartado segundo como en el quinto se señala que, si bien el cobro de la retribución de los costes se ha de llevar a cabo en la liquidación del ejercicio se podrán realizar posteriores regularizaciones, con lo que se abre la posibilidad de que no quede pendiente el cierre de la liquidación de un ejercicio de la determinación definitiva de un coste, sino que la determinación definitiva del mismo produzca regularizaciones, y, por ende, pagos y cobros en las liquidaciones posteriores en curso.

El apartado 18.4 considera que los ingresos liquidables lo son de derecho público a efectos de su recaudación por vía de apremio. Esto se establece por primera vez en la normativa del sector, y se considera una norma adecuada en cuanto que proporciona al organismo que ha de liquidar instrumentos recaudatorios eficaces.

Para finalizar se ha de indicar que el mantenimiento del apartado 3 dentro del artículo 18, se debe más al hecho de que ya figuraba en el artículo relativo a los Cobros y liquidación de los peajes de la Ley 54/1997, que a una lógica sistemática, ya que, al no incluirse en la actualidad los costes de la energía en la liquidación de las actividades reguladas, no se debería incluir en este artículo referencia alguna a la liquidación de la energía, debiéndose trasladarse este apartado al articulado del Título V.

4.4.6 Desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema (artículo 19)

En el anteproyecto de Ley se introduce un nuevo artículo en el que se regula el desajuste temporal de ingresos y costes del sistema eléctrico. Con carácter general se considera adecuado establecer un mecanismo de ajuste a efectos de garantizar la sostenibilidad económica del sistema. No obstante, como se señala a continuación, dicho mecanismo debería presentar una mayor claridad y análisis.

En relación al apartado 1 de este artículo sería necesario precisar qué se entiende por “*desajuste temporal entre ingresos y costes*”, dado que del contenido de este artículo se podría interpretar que se refiere al que se produce en cada liquidación provisional y en otras ocasiones al total del ejercicio. Es evidente que, en relación al que se produce en cada liquidación provisional, no se puede establecer un límite. La aplicación de un límite al déficit cobra sentido si se refiere a un ejercicio y, aún así, por seguridad jurídica, sería conveniente que se hiciese con referencia a un hito concreto, por ejemplo a la última liquidación provisional, denominada en el Anteproyecto de Ley (artículo 18.2) liquidación de cierre de cada año. En este sentido, convendría separar y especificar claramente en el Anteproyecto de Ley entre cómo se distribuye el posible desajuste temporal entre los

sujetos en las liquidaciones provisionales del ejercicio, de lo que resulta aplicable a los límites al desajuste del ejercicio completo.

Respecto a la aplicación a los límites del desajuste, que se entiende debe ser del ejercicio completo, en el apartado 2 del artículo 19 se establece el valor máximo de los mismos, y su esquema de financiación. En particular, se limitan los desajustes del ejercicio al 2,5% de los ingresos estimados para un ejercicio y la deuda acumulada al 10% de dichos ingresos estimados.

En relación con dicho apartado se realizan los siguientes comentarios:

Se considera necesario justificar adecuadamente los valores establecidos para los límites al desajuste máximo de ingresos de un ejercicio (2,5%) y el límite de la deuda acumulada (10%), aspecto no contemplado ni en el propio anteproyecto ni en la memoria justificativa. En este sentido, cabe señalar que, si para dar un orden de magnitud de los límites de déficit a soportar por los agentes que establece el Anteproyecto, se realiza para ello un ejercicio tomando como base los ingresos y costes del ejercicio 2013, se tendría que, para unos ingresos de unos 20.000 millones de €, la cuantía máxima de déficit a soportar por el conjunto de los agentes correspondiente a un ejercicio sería de 500 millones de €, sin que su importe acumulado pudiera exceder de 2.000 millones de €.

En primer lugar, si bien se podría considerar adecuado introducir una revisión automática de los cargos cuando se sobrepasan determinados límites, habría que establecer un procedimiento transparente a efectos de determinar cuándo dichos límites han sido superados, y que se garantice estabilidad en la revisión de los cargos ante la evolución coyuntural de los desajustes.

Cabe señalar, como se ha indicado anteriormente, que emplear las liquidaciones provisionales como indicador para medir el exceso de desajuste sobre el 2,5% presenta el inconveniente de la elevada estacionalidad de los ingresos y de los costes objeto de liquidación. Por otra parte, una parte de los ingresos objeto de liquidación proceden de fuentes externas al sistema (ingresos procedentes de la Ley 15/2012 de medidas fiscales, ingresos de las subastas CO₂ y crédito extraordinario), por lo que no se dispone de información que permita estimar su incorporación en las liquidaciones.

La elevada estacionalidad de los desajustes en las liquidaciones provisionales dentro del ejercicio podría inducir a revisiones automáticas frecuentes, distorsionando, por tanto, las señales de precios que perciben los consumidores y proporcionando inestabilidad.

Adicionalmente, presenta el inconveniente de que los sujetos deben financiar el desajuste del sistema hasta los límites establecidos, por lo que podría darse el caso de que la revisión de los peajes no fuera acorde en el tiempo con el déficit registrado en las liquidaciones.

Por último, cabe señalar que el artículo 9 del RDL 9/2013 habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo a la revisión de los peajes, con una periodicidad máxima trimestral, cuando se produzcan circunstancias que afecten de modo relevante a los costes regulados o a los parámetros utilizados para su cálculo, por lo que se puede proceder a la revisión de los cargos cuando se observen diferencias significativas y estructurales.

En consecuencia, se propone la eliminación del primer párrafo del apartado 2.

Respecto al límite del desajuste ligado a las deudas acumuladas de ejercicio anteriores, se considera necesario especificar en el momento en que se computa (liquidación provisional de cierre).

En segundo lugar, en relación con la revisión automática de los peajes y cargos que corresponde realizar cuando se superan dichos límites, cabe señalar que teniendo en cuenta que los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución deben cubrir la retribución del transporte y la distribución prevista para el ejercicio, conforme se establece en el artículo 16 del anteproyecto de Ley, la revisión automática de los peajes y cargos únicamente debiera implicar la revisión de peajes de transporte y distribución si la retribución de transporte y distribución hubiera experimentado desvíos respecto a la inicialmente prevista, ya que en caso contrario podría dar lugar a subvenciones cruzadas entre actividades.

En relación con lo anterior, se indica que la redacción del artículo 19.2 podría ser inconsistente con las competencias que tiene asignada la CNMC en relación con los peajes de transporte y distribución, en la medida en que se considera que el procedimiento de imputación de los desvíos forma parte de la metodología a la que se hace referencia en el artículo 7.1.a de la Ley 3/2013.

Se indica que la propuesta de Circular que fue remitida al Consejo Consultivo de Eléctrica, incluye entre los costes a recuperar con cargo a los peajes de acceso, la diferencia entre los ingresos previstos por peajes de transporte y distribución en año n-2 y los ingresos por peajes de transporte y distribución reales considerados en la Liquidación nº 14 del ejercicio n-2, esto es, el desajuste temporal al que se hace referencia en el artículo 19 del anteproyecto.

Teniendo en cuenta lo anterior, se propone que se limite la aplicación del procedimiento en relación con los desajustes temporales a los cargos a los que se hace referencia en el artículo 16 del anteproyecto, siendo dichas partidas las que generan los principales desajustes del sistema, y debido a que, la CNMC debe establecer el procedimiento de asignación e imputación de los déficits en relación con las actividades de transporte y distribución.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se propone la siguiente redacción del apartado 2:

~~“2. En caso de que se produjera un desajuste por déficit de ingresos, su cuantía no podrá superar el 2,5 por ciento de los ingresos estimados del sistema para dicho año.~~

Adicionalmente, La deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores registrados en la liquidación provisional de cierre no podrá superar el 10 por ciento de los ingresos estimados del sistema para dicho año.

Los ~~peajes~~ e cargos que correspondan se revisarán al menos en un total equivalente a la cuantía en que se sobrepasen los citados límites.

En tercer lugar, en el apartado 3 de este artículo, se señala: *“la parte del desajuste que, sin sobrepasar los citados límites, no se compense por subida de peajes y cargos será*

financiada por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a los derechos de cobro”, sobre el contenido de este artículo, esta Comisión efectúa las siguientes observaciones:

- Sobre que el desajuste temporal de ingresos sea soportado por todos los sujetos.

Se establece una novedad importante. Los desajustes dejarán de financiarse por las sociedades matrices de los principales grupos energéticos (ENDESA, S.A., IBERDROLA, S.A., GAS NATURAL SDG, S.A., HIDROELÉCTRICA DEL CANTÁBRICO, S.A. y E.ON ESPAÑA, S.A.) y pasarán a financiarse por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a los derechos de cobro, a partir del 1 de enero de 2014. Establece que se considerarán sujetos del sistema de liquidaciones a aquellos que reciben la liquidación de su retribución con cargo a las diferentes partidas de costes del sistema, tanto directamente como a través del operador del sistema. No se establece ninguna diferenciación para aquellos sujetos que reciben sus ingresos mediante cuota, o mediante el procedimiento general de liquidaciones.

En relación con esta previsión, se considera necesario que se establezca expresamente que los sujetos que no realizan ninguna actividad dentro del sistema eléctrico (FADE¹², Fondo de Titulización de Activos Resultantes de la Moratoria Nuclear, Titulares de derechos de cobro del Déficit 2005 y del Déficit adjudicado en la 2ª subasta de déficit ex ante), pero que perciben ingresos del sistema de liquidaciones (por cuota, o mediante el procedimiento general de liquidaciones), no financien el desajuste.

- Sobre que el desajuste temporal de ingresos sea soportado en relación al derecho de cobro de cada agente

Se considera más adecuado que los sujetos del sistema de liquidación no financien el desajuste de forma proporcional a sus derechos de cobro, sino a su retribución reconocida provisionalmente en la orden por la que se revisan los peajes de acceso. El derecho de cobro depende de los costes reconocidos a las distintas actividades, pero también y en igual medida de los ingresos percibidos por éstas, por lo que debiera ser el coste reconocido el parámetro en función del que debiera soportarse el déficit temporal.

De mantenerse que el déficit se reparta en función del derecho de cobro, se estaría dando prioridad en la recuperación de sus costes a los agentes que más ingresos perciban, aún cuando estos no sean exclusivamente para la remuneración de sus costes sino de los costes del conjunto de los agentes. Así un agente que perciba ingresos tendrá prioridad en la remuneración de sus costes reconocidos sobre el que no los perciba. Se estaría conculcando por tanto el principio de que los distribuidores recaudan para el conjunto del sector: lo harían, en primer lugar para ellos, y lo que les sobra una vez que han visto retribuidos sus costes para el resto de los agentes, que serían los que asumirían los déficits en caso de producirse.

¹² De aplicarse este principio, actualmente las cantidades a percibir mensualmente por el fondo FADE serían fluctuantes e impredecibles, dependiendo mes a mes de la volatilidad tanto de los ingresos como de cada uno de los costes implicados en el procedimiento de liquidaciones.

En definitiva, sería más conveniente que la cantidad a soportar en concepto de déficit se repartiese en función de los costes acreditados de cada agente, tal y como se realiza actualmente en las liquidaciones del sector gas.

- Sobre el periodo para recuperar el desajuste

Se considera que dicho periodo de recuperación del desajuste tendría que reducirse, por ejemplo a 2 años, con el objeto de reducir incertidumbres y mitigar impactos de desajustes pasados en precios regulados futuros.

En base a lo expuesto, se propone la siguiente redacción alternativa en el apartado 3:

3. La parte del desajuste que, sin sobrepasar los citados límites, no se compense por subida de peajes y cargos será financiada por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a ~~los derechos de cobro~~ a su retribución reconocida provisionalmente en la orden a la que se refiere el artículo 16.

A estos efectos se considerarán sujetos del sistema de liquidaciones a aquellos que realizan actividades en el sector eléctrico y reciben la liquidación de su retribución con cargo a las diferentes partidas de costes del sistema, tanto directamente como a través del operador del sistema. No tendrán tal consideración el Fondo de Titulización de Activos del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE), el Fondo de Titulización de Activos Resultantes de la Moratoria Nuclear, los Titulares de derechos de cobro del Déficit 2005 y del Déficit adjudicado en la 2ª subasta de déficit ex ante.

[...]

Estos sujetos tendrán derecho a recuperar las aportaciones por este concepto en las liquidaciones correspondientes a los cinco dos años siguientes al ejercicio en que se hubiera producido dicho desajuste temporal. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden prevista en el artículo 16.

En cuarto lugar, se propone incorporar la siguiente matización en el apartado 4:

4. Los superávits de ingresos que pudieran resultar de las liquidaciones del sistema eléctrico en cada ejercicio serán considerados ingresos liquidables del sistema del ejercicio en curso y se destinarán, preferentemente, a la reducción de las cantidades pendientes de devolución correspondientes a desajustes de años anteriores.

Por último, en el apartado 5, se propone limitar la previsión relativa a que los peajes de acceso y cargos no puedan revisarse a la baja, únicamente para los cargos debido a que el coste de la deuda del sistema, y su posible amortización anticipada, afectaría a las anualidades de déficit que sea asignaría en el cargo que corresponda. . Se propone la siguiente redacción alternativa:

5. En todo caso, mientras las partidas de costes del sistema eléctrico reflejen pagos que correspondan a deudas pendientes de años anteriores, los ~~peajes de acceso o~~ cargos no podrán ser revisados a la baja.

4.4.7 Contabilidad e información (artículo 20)

Con carácter general se consideran adecuadas las modificaciones introducidas en el

Anteproyecto de Ley en aras de aumentar la transparencia de información y la separación de cuentas de actividades, a efectos de evitar subvenciones cruzadas entre actividades.

No obstante, se proponen los siguientes cambios, para reforzar las exigencias de llevar una contabilidad separada por actividades, aportar información sobre las operaciones con otras empresas del grupo y partes vinculadas y establecer la prohibición de prestar garantías y avalar préstamos a las sociedades que realizan actividades reguladas, con respecto a otras sociedades del grupo que realizan actividades liberalizadas o no eléctricas:

2. Sin perjuicio de la aplicación de las normas generales de contabilidad a las empresas que realicen actividades a que se refiere el artículo 1.2 de la presente Ley o a las sociedades que ejerzan control sobre las mismas, el Gobierno podrá establecer para las mismas las especialidades contables y de publicación de cuentas que se consideren adecuadas, de tal forma que se reflejen con nitidez los activos, pasivos, ingresos y gastos de las actividades eléctricas y las transacciones realizadas entre sociedades de un mismo grupo.

(...)

En el caso de las sociedades que tengan por objeto la realización de las actividades con retribución regulada, de acuerdo con lo dispuesto en la presente Ley, llevarán en su contabilidad cuentas separadas que diferencien entre los activos, pasivos, ingresos y costes imputables estrictamente a cada una de dichas actividades, a fin de evitar discriminaciones, subvenciones entre actividades distintas y distorsiones de la competencia.

Los comercializadores de referencia llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas de la citada actividad de suministro de referencia del resto de actividades.

Las sociedades que desarrollen actividades eléctricas diferentes a las establecidas en el artículo 8.2 de la presente ley llevarán cuentas separadas de la actividad de producción, de comercialización, de aquellas otras no eléctricas que realicen en el territorio nacional y de todas aquellas otras que realicen en el exterior.

Los productores con retribución regulada o regímenes económicos específicos llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas de las actividades eléctricas y de aquellas que no lo sean, así como de la actividad de producción a mercado libre, con retribución regulada o con regímenes específicos.

Red Eléctrica de España, S.A.U. deberá llevar cuentas separadas de la actividad de transporte, de la operación del sistema peninsular, y de la operación del sistema en los sistemas insulares y extrapeninsulares.

El Operador del mercado deberá llevar cuentas separadas de la actividad de operación del mercado y del resto de actividades que realice de forma accesorias.

3. Las entidades deberán explicar en la memoria de las cuentas anuales los servicios prestados y los costes repercutidos por otras entidades del grupo y partes vinculadas, así como los criterios aplicados por el grupo de sociedades en el reparto de costes respecto a las otras entidades del grupo que realicen actividades eléctricas diferentes. Además, deberán informar en la memoria de las cuentas anuales sobre los criterios de asignación e imputación de los activos, pasivos, gastos e ingresos entre cada una de las actividades para las que se les exige llevar contabilidad separada, así como de las reglas de amortización aplicadas y vidas útiles de los activos.

Los criterios deberán ser explícitos y concretos, de tal manera que exista una clara correspondencia entre dichos criterios y los valores obtenidos en la contabilidad separada por actividades.

Estos criterios deberán mantenerse y no se modificarán, salvo circunstancias excepcionales. Las modificaciones y su justificación deberán ser explicadas en la memoria anual al correspondiente ejercicio.

Se incluirá también en la memoria de las cuentas anuales, información sobre las operaciones realizadas con las empresas de su mismo grupo empresarial en las condiciones

que reglamentariamente se establezcan.

Asimismo, se incluirá un balance y cuenta de pérdidas y ganancias separado por actividades, segregando los activos, pasivos, gastos e ingresos de cada una de las actividades que la sociedad realice, para las que se le exige llevar contabilidad separada, así como, de forma agregada, para el resto de actividades que pueda realizar de forma accesoria.

4. Las empresas deberán facilitar a la Administración y la Comisión Nacional de Mercados y de la Competencia la información que les sea requerida de su contabilidad separada por actividades, así como de las operaciones realizadas con las empresas de su mismo grupo empresarial y otras partes vinculadas.

Las empresas deberán proporcionar a la Administración 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.

(...)

6. Además de lo dispuesto en los apartados anteriores, los sujetos que realicen cualquiera de las actividades con retribución regulada de acuerdo a lo dispuesto en la presente ley y sus normas de desarrollo, deberán facilitar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, información relativa a las condiciones que determinaron el otorgamiento de estas retribuciones, así como la información relativa a los costes que sea necesaria para el adecuado establecimiento y revisión de los mismos. Los márgenes añadidos por las operaciones intragrupo deberán ser transparentes, explicitados y cuantificados en la información que se reporte.

(....)

9. Las sociedades que realizan actividades reguladas no podrán prestar garantías ni avalar préstamos de otras sociedades del grupo o partes vinculadas que realicen actividades liberalizadas u otras actividades ajenas al sector eléctrico.

Por último, el número 8 del artículo 20 incluye la siguiente previsión: “Las empresas auditoras que resulten adjudicatarias de concursos para el control, análisis y auditoría de la información empleada para el cálculo de la retribución de actividades reguladas, no podrán establecer relaciones contractuales con las empresas auditadas durante el periodo regulatorio en que se realicen dichos trabajos”.

Este precepto pretende incorporar requisitos específicos que refuercen los principios de independencia y autonomía de los auditores que lleven a cabo trabajos de auditoría relacionados con el cálculo de la retribución de las actividades reguladas, imponiendo la incompatibilidad para el desarrollo simultáneo otras relaciones contractuales con la empresa auditada.

Esta Comisión valora positivamente la voluntad de incorporar tales parámetros de independencia y autonomía, en la medida en que las exigencias contenidas en el Real Decreto-Legislativo 1/2011, de 1 de julio por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Auditoría de Cuentas, y que se derivan de la Directiva comunitaria, podrían no ser suficientes a los efectos aquí pretendidos. A estos efectos, resulta muy ilustrativo el contexto internacional a raíz de la promulgación en 2002 de la Ley Sarbanes-Oxley de EEUU, en la que se establece una prohibición general al auditor de realizar cualquier servicio distinto de la auditoría

A este respecto, el alcance de las previsiones contenidas en el citado apartado 8 del artículo 20 del Anteproyecto resulta muy limitado, por los motivos que a continuación se indican.

- La incompatibilidad afecta expresamente a “las empresas auditoras” adjudicatarias de concursos. Dada la configuración de muchas empresas auditoras, que se integran en grandes grupos societarios en los que se desarrollan tanto trabajos de auditoría como trabajos de consultoría y asesoramiento (*audit/non audit services*), cabría extender la incompatibilidad respecto de todas las entidades que forman parte del mismo grupo societario al que pertenezca la empresa de auditoría.
- Lo mismo cabe decir respecto de la entidad auditada. En la medida en que la empresa sobre cuya actividad recae la auditoría puede estar integrada en un grupo societario, la incompatibilidad de la auditora para simultanear otras relaciones contractuales debería extenderse a todas las sociedades que forman parte del grupo de aquella.
- El precepto se refiere a las empresas auditoras “adjudicatarias de concursos para el control, análisis y auditoría de la información”. Deja fuera, sin embargo, aquellos supuestos en los que los trabajos de auditoría puedan proceder de una contratación directa de la empresa auditora (sin perjuicio de lo que la normativa pueda desarrollar al respecto).
- No parece suficiente para garantizar la independencia, que la prohibición de mantener relaciones contractuales solo se exija de manera simultánea, durante el periodo regulatorio en que se realicen esos trabajos. El riesgo de quiebra de los principios de independencia y autonomía también puede producirse por la vinculación contractual existente durante periodo anterior o posterior a aquel en el que se realcen los trabajos destinados al cálculo de retribuciones reguladas.

Por todo ello, se propone que se añadan los párrafos que a continuación se indican en el número 8 del artículo 20:

“A partir del 1 de enero de 2014, los auditores o las empresas del grupo a los que éstos pertenezcan, que lleven a cabo servicios de auditoría para el reconocimiento de la retribución de las actividades reguladas en el sector eléctrico a una sociedad no podrán realizar, directa o indirectamente, actividades o servicios distintos de auditoría sobre la sociedad auditada o sobre cualquiera de las empresas del grupo al que ésta pertenezca, ni durante los dos años siguientes.

De la misma manera, los auditores o las empresas del grupo a los que éstos pertenezcan que a partir del 1 de enero de 2014 realicen directa o indirectamente actividades o servicios distintos de auditoría sobre una sociedad, no podrán llevar cabo, servicios de auditoría para el reconocimiento de la retribución de actividades reguladas en el sector eléctrico para la misma sociedad o cualquiera de las empresas del grupo al que ésta pertenezca, ni durante los dos años siguientes”.

4.5 Título IV. Producción de energía eléctrica

4.5.1 Actividades de producción de energía eléctrica (artículo 21)

En el apartado 4, segundo párrafo, deberá de sustituirse la referencia “*dictar órdenes de funcionamiento*” por “*instrucciones*”, en consonancia con lo establecido en las funciones del operador del Sistema recogidas en el artículo 30 del Anteproyecto de Ley.

Asimismo, el primer inciso de este párrafo deberá completarse como sigue “*en los términos de la autorización administrativa*”.

En el apartado 5, es necesario clarificar la redacción, en el sentido de que el transformador es un elemento que no siempre se necesita, pero la conexión sí.

Artículo 21. Actividades de producción de energía eléctrica

5. La actividad de producción incluirá, en su caso, la transformación de energía eléctrica, así como, la conexión con la red de transporte o de distribución.

4.5.2 Sistema de ofertas en el mercado diario de producción de energía eléctrica (artículo 23)

De acuerdo con el denominado “Tercer Paquete” energético, las autoridades reguladoras junto a ACER y ENTSO-E, han de elaborar los Códigos técnicos europeos de red, para garantizar la coordinación del funcionamiento de los distintos sistemas y mercados regionales. Adicionalmente, de acuerdo con las funciones asignadas a la CNMC en el artículo 7 de la Ley 3/2013, provenientes de las Directivas y Reglamentos europeos, será responsabilidad de este organismo el desarrollo de las metodologías relativas al acceso a las infraestructuras transfronterizas, y de prestación de servicios de equilibrio entre sistemas.

Por otra parte, como resultado de la experiencia de la CNE de supervisión del mercado y los servicios de ajuste, se han detectado en ocasiones ineficiencias en la regulación y comportamientos de los agentes que sin ser contrarios a la normativa sectorial y de la competencia, no son tampoco eficientes para el conjunto del sistema. En este sentido, el ejercicio de las funciones de supervisión de mercado atribuidas por el artículo 7 de la Ley 3/2013 dota a la CNMC de un conocimiento de mercado que aconseja atribuirle esta competencia relativa a la aprobación de las reglas de mercado y de los procedimientos de operación.

Por todo ello, para facilitar las modificaciones de detalle que pudieran surgir respecto a las reglas del mercado y a los procedimientos de operación del sistema derivadas de las funciones citadas, se propone que se atribuyan expresamente a este Organismo las competencias para aprobar dichas normas, que en todo caso deben estar basados en los criterios que se fijen reglamentariamente.

2. Reglamentariamente, se establecerá la antelación mínima con que deben realizarse las ofertas al operador del mercado, el horizonte de las mismas, el período de programación y el régimen de operación. La Comisión Nacional de Mercados y de la Competencia desarrollará mediante Circular las Reglas de los mercados diario e intradiario y los Procedimientos de

operación del sistema, conforme a los criterios que se fijen reglamentariamente.

3. El orden de entrada en funcionamiento..., sin perjuicio de las posibles restricciones técnicas que pudieran existir en las redes de transporte y distribución, o en el sistema.

4.5.3 Demanda y contratación de la energía producida (artículo 24)

- Sobre las modalidades de contratación:

El primer párrafo del artículo 24.4 establece que *“Reglamentariamente, se regularán diferentes modalidades de contratación. En particular, se regulará la existencia de contratos de compraventa a plazo de energía eléctrica, contratos de carácter financiero que tengan como subyacente la energía eléctrica, así como contratos bilaterales realizados directamente entre los consumidores y los productores, entre los productores y los comercializadores y entre los comercializadores entre sí. Todos estos contratos estarán exceptuados del sistema de ofertas”*.

Este texto introduce, una novedad respecto a la anterior redacción del artículo 24.3 de la Ley 54/1997, en el que solamente se aludía a la contratación bilateral con entrega física, en los mismos términos que ahora se recoge en la redacción del segundo párrafo del artículo 24.4 del Anteproyecto de ley.

En relación a dicho primer párrafo del artículo 24.4 del Anteproyecto de ley, se considera necesario incluir un comentario para señalar que la regulación de los contratos de carácter financiero que tengan como subyacente la energía eléctrica, que en su caso se determinen, se realizará sin perjuicio de las facultades de supervisión de la Comisión Nacional de Mercado de Valores sobre estos instrumentos financieros, por los siguientes motivos:

- Al tratarse de productos financieros dichos contratos recaen en el ámbito de aplicación de la MiFID y de la Ley del Mercado de Valores (Ley 24/1988, de 28 de julio, según la redacción dada por la Ley 47/2007, de 19 de diciembre y la Ley 5/2009, de 29 de junio del Mercado de Valores), y por tanto su regulación viene dada por dichas normas.
- Los contratos financieros con subyacente la energía eléctrica o bien se negocian en mercados regulados (mercado de futuros de OMIP), y por tanto regulados por la Ley del Mercado de Valores (LMV) portuguesa, o bien en mercados no organizados, y por tanto no regulados (aunque recaen bajo el ámbito de supervisión de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), en aplicación de la Ley del Mercado de Valores, al tratarse de productos a plazo con liquidación financiera).

Por tanto se propone la siguiente redacción del artículo 24.4, por los motivos expuestos:

“Reglamentariamente, se regularán diferentes modalidades de contratación. En particular se regulará la existencia de contratos de compraventa a plazo de energía eléctrica, contratos de carácter financiero que tengan como subyacente la energía eléctrica, sin perjuicio de las facultades de supervisión de la Comisión Nacional del Mercado de Valores sobre estos instrumentos financieros, así como contratos bilaterales realizados directamente entre los consumidores y los productores, entre los productores y los comercializadores y entre los comercializadores entre sí. Todos estos contratos estarán exceptuados del sistema de ofertas”.

- Sobre las competencias de la CNMC:

Por otra parte, de acuerdo con las funciones asignadas a la CNMC en el artículo 7 de la Ley 3/2013, específicamente las funciones establecidas en los siguientes artículos:

- *Artículo 7.14 “Garantizar la transparencia y competencia en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, incluyendo el nivel de los precios al por mayor, y velar por que las empresas de gas y electricidad cumplan las obligaciones de transparencia”.*
- *Artículo 7.15. “Supervisar el grado y la efectividad de la apertura del mercado y de competencia, tanto en el mercado mayorista como el minorista...”*
- *Artículo 7.8 “Velar por el respeto a la libertad contractual respecto de los contratos de suministro interrumpible y de los contratos a largo plazo siempre que sean compatibles con la legislación vigente y el Derecho de la Unión Europea”.*

De acuerdo con lo anterior, se proponen las siguientes modificaciones:

*Artículo 24. Demanda y contratación de la energía producida
4 [...]*

Los contratos bilaterales con entrega física formalizados entre los sujetos que participen en el mercado de producción de energía eléctrica, contemplarán al menos el precio de adquisición de la energía y el período temporal del suministro. Reglamentariamente se determinará qué elementos de estos contratos deberán ser puestos en conocimiento del operador del sistema y de la Comisión Nacional de Mercados y de la Competencia.

4.5.4 Excepciones al sistema de ofertas (artículo 25)

Se reitera la integración de los sistemas no peninsulares conectados a la península cuando la capacidad comercial de la interconexión supere el 20% de la demanda punta del sistema no peninsular. En este sentido se propone la siguiente redacción

“Artículo 25. Excepciones al sistema de ofertas [...]

2. La producción de energía eléctrica en los sistemas aislados de los territorios no peninsulares podrá quedar excluida del sistema de ofertas, en tanto dichos sistemas no estén efectivamente integrados con el sistema peninsular.

Se considerará que los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares están efectivamente integrados con el sistema peninsular de acuerdo con lo señalado en el artículo 10.

[...]

Se considera que se deberá regular específicamente el régimen de ofertas de las instalaciones que no estén en condiciones de efectuar ofertas en todas las horas, tales como las instalaciones de producción de potencia no superior a 50 MW dado que podría constituir una carga adicional para las instalaciones de régimen especial, especialmente las que funcionan a turnos, y por ejemplo paran por la noche o los fines de semana.:

4.5.5 Derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica (artículo 26)

Tanto la Directiva de cogeneración de 2004 como la de renovables de 2009 promueven la prioridad de acceso a la red de las nuevas instalaciones de producción como la prioridad de evacuación de la energía generada. Se propone que estas prioridades queden establecidas entre los derechos de estas instalaciones de producción en el APL.

“Artículo 26. Derechos y obligaciones de los productores de energía eléctrica

1. Serán derechos de los productores de energía eléctrica: [...]

g) La energía eléctrica procedente de fuentes de energía renovables y cogeneración de alta eficiencia tendrá prioridad de ~~acceso- evacuación~~ a la red en los términos que reglamentariamente se determinen, sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad de la misma red. Asimismo, las nuevas instalaciones que utilicen fuentes de energía renovables y cogeneración de alta eficiencia tendrán prioridad de acceso y conexión a la red en los términos que reglamentariamente se determinen, sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento de la fiabilidad y la seguridad de la misma.

[...]

Por otra parte, el artículo 26.1.b del Anteproyecto de ley establece entre los derechos de los productores de energía eléctrica, contratar la venta o adquisición de energía eléctrica.

Asimismo, el artículo 44.1.c.2º establece que los consumidores directos en mercado contratarán la energía en el mercado de producción. Por tanto, los productores de energía eléctrica y los consumidores directos en mercado también son agentes que participan en los mercados mayoristas de energía y están sometidos al cumplimiento de las obligaciones y prohibiciones establecidas en el Reglamento (UE) Nº 1227/2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).

En este sentido, algunos potenciales incumplimientos de los productores de energía eléctrica y los consumidores directos en mercado, al actuar en los mercados mayoristas de energía, podrían derivarse del incumplimiento de Reglamentos europeos. Concretamente, y en relación con REMIT, las autoridades reguladoras nacionales garantizarán que se apliquen las prohibiciones y obligaciones establecidas en dicho reglamento (artículo 13) e impondrán las sanciones derivadas del incumplimiento de dicho reglamento (artículo 18).

Por tanto, se propone incluir una nueva obligación para los productores de energía eléctrica (nuevo apartado j) en el artículo 26.2), señalando que dichos agentes pondrán a disposición de la CNMC la información necesaria al objeto de la supervisión del cumplimiento de los Reglamentos europeos y en particular de REMIT, con el siguiente redactado:

“j) Poner a disposición de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información que ésta le solicite al objeto de supervisar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los Reglamentos europeos y en particular del Reglamento (UE) N° 1227/2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía”.

Por último, en el apartado 2, letra c), deberá sustituirse la referencia a “organismos reguladores” por “Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia”.

4.6 Título V. Gestión económica y técnica del sistema eléctrico

4.6.1 Operador del mercado (artículo 29)

Se considera necesario ampliar la redacción dada a las funciones del Operador del Mercado al ámbito europeo, dado el acoplamiento previsto del MIBEL con el mercado regional del noroeste de Europa.

Se propone incluir entre sus funciones, por una parte, la mención específica a las obligaciones derivadas de los Reglamentos europeos. En particular entre las funciones del operador del mercado, establecidas en el artículo 29.2, se propone la modificación del apartado (l), así como añadir las funciones m) y n) que se recoge en la propuesta de redacción.

En el Anteproyecto no se prevé la posibilidad de que se presenten soluciones de resolución de conflictos contra las actuaciones de operador del mercado, como está vigente en la actualidad. Además, de acuerdo con lo previsto en el artículo 12.1.b de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se considera que este Organismo debe ser el responsable de resolver estas reclamaciones.

Por todo lo anterior se propone la siguiente redacción:

“Artículo 29. Operador del mercado.

2. Serán funciones del operador del mercado las siguientes [...]

f) Comunicar a los titulares de las unidades de producción, así como a los comercializadores, consumidores directos y a los operadores del sistema eléctrico en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad, y en su caso del mercado europeo, de los resultados de la casación de las ofertas.

k) Remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier información que les sea requerida por éstos para el ejercicio de sus funciones ~~en la forma y plazos que se determine~~.

l) Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen, o se deriven de la aplicación de los Reglamentos europeos pertinentes.

m) Publicar la información a terceros que se determine

n) Comunicar a la autoridad competente cualquier comportamiento de los agentes del mercado que pueda suponer una alteración del correcto funcionamiento del mismo.

4. Contra las actuaciones adoptadas por el operador del mercado en el ejercicio de sus funciones podrá interponerse conflicto ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien, emitirá una decisión en el plazo de los tres meses siguientes a la recepción de la correspondiente solicitud. Las solicitudes de resolución de estos conflictos

habrán de presentarse ante el citado organismo en el plazo máximo de un mes contado desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.”

4.6.2 Operador del sistema (artículo 30)

En el apartado 2 del artículo 30 del Anteproyecto se establecen las funciones del operador del sistema. Por una parte, se considera que el Operador del Sistema es responsable de realizar todas las previsiones de cobertura y de demanda, tanto peninsulares como no peninsulares, lo que debe quedar explícitamente recogido en el texto del APL. Asimismo, el OS determinará la capacidad máxima de hibernación y en su caso, podrá proponer la revocación de las autorizaciones de hibernación por razones de garantía de suministro.

En el apartado k de dicho apartado se especifica que el Operador del Sistema resolverá las posibles restricciones técnicas del sistema utilizando criterios de mercado. Sin embargo, el artículo 25 de la Propuesta de Real Decreto por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción de energía eléctrica, sobre mecanismos de retribución de restricciones técnicas, prevé la utilización de precios regulados basados en costes para retribuir este servicio cuando el mismo se resuelva en un entorno no competitivo.

Esta Comisión considera que la Ley debería dar cobertura a este mecanismo eliminando la referencia exclusiva a la utilización de criterios de mercado, para lo que se propone el siguiente texto para el apartado 2.k) del artículo 30 del Anteproyecto.

Respecto a la enunciación de las funciones del Operador del Sistema que se recogen en el apartado 2, debería eliminarse el inciso final de la letra o) (“así como cualesquiera otras funciones que le sean atribuidas por las disposiciones vigentes”), pues resulta coincidente con la letra x) (“Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen”).

“Artículo 30. Operador del sistema. [...]

2. Serán funciones del operador del sistema las siguientes:

a) Prever indicativamente y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de electricidad del sistema a corto, y medio y largo plazo, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas no peninsulares. A estos efectos, determinará la capacidad máxima de hibernación y en su caso, podrá proponer la revocación de las autorizaciones de hibernación por razones de garantía de suministro.

b) Prever a corto y medio plazo la demanda de energía eléctrica, la utilización del equipamiento de producción, en especial, del uso de las reservas hidroeléctricas, de acuerdo con la previsión de la demanda, la disponibilidad del equipamiento eléctrico y las distintas condiciones de hidraulicidad y eolicidad que pudieran presentarse dentro del período de previsión, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas no peninsulares.

[...]

f) Impartir las instrucciones de operación de la red de transporte, incluidas las interconexiones internacionales y las conexiones con los sistemas no peninsulares para su maniobra en tiempo real.

[...]

k) Programar el funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica de acuerdo con el resultado de la casación de las ofertas comunicadas por el operador del

mercado, con la información recibida de los sujetos que participan en sistemas de contratación bilateral con entrega física, teniendo en consideración las excepciones que al régimen de ofertas se puedan derivar de la aplicación de lo previsto en el artículo 25, gestionando los mercados de servicios de ajuste del sistema que resulten precisos para garantizar los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan, resolviendo las posibles restricciones técnicas del sistema utilizando criterios de mercado.

[...]

o) Desarrollar aquellas otras actividades relacionadas con las anteriores que sean convenientes para la prestación del servicio, ~~así como cualesquiera otras funciones que le sean atribuidas por las disposiciones vigentes.~~

ñ) Colaborar con todos los operadores y sujetos del Mercado Ibérico de la Electricidad y en su caso, del mercado europeo, que resulten necesarios para el ejercicio de sus funciones.

[...]

v) Remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier información que les sea requerida por estos para el ejercicio de sus funciones, ~~en la forma y plazos que se determine.~~

[...]

Adicionalmente, en relación a las funciones del Operador del Sistema en relación a la determinación de la capacidad de uso de las interconexiones internacionales (artículo 30.2.h.), el artículo 7.1 de Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, señala que la CNMC ejercerá la función de establecer mediante circulares, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación “*b) La metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, de acuerdo con el marco normativo de acceso a las infraestructuras y de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica y a los criterios que se determinen reglamentariamente*”.

Asimismo, el Reglamento (CE) 714/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad y por el que se deroga el Reglamento (CE) 1228/2003, tiene por objeto establecer normas equitativas para el comercio transfronterizo de electricidad, impulsando así la competencia en el mercado interior de la electricidad teniendo en cuenta de las particularidades de los mercados nacionales y regionales, estableciendo como Anexo las Directrices sobre la gestión de la congestión y asignación de la capacidad de transmisión disponible en las interconexiones entre redes nacionales.

El Anteproyecto de ley asigna al Operador del Sistema la función de determinar la capacidad de uso de las interconexiones internacionales (artículo 30.2.h). Por tanto, y en virtud de lo anteriormente mencionado, para la determinación de dicha capacidad, el operador del sistema tendrá en cuenta: (a) la metodología y el procedimiento de asignación de capacidad de interconexión que se determine mediante circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y (b) el Reglamento (CE) no 714/2009, de 13 de julio de 2009 relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad.

En este sentido, se propone la siguiente modificación en la redacción del artículo 30.2.h:

“h) Determinar la capacidad de uso de las interconexiones internacionales, incluyendo la gestión del tránsito de electricidad entre sistemas exteriores que se realicen utilizando las redes del sistema eléctrico español, y establecer los programas de intercambio de electricidad a corto plazo con los sistemas eléctricos exteriores, en los términos previstos en el artículo 11.4, teniendo en cuenta las circulares establecidas al efecto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en relación con los procedimientos para asignar capacidad de interconexión, así como lo dispuesto en los Reglamentos europeos pertinentes”.

Se propone incluir entre sus funciones la mención específica a las obligaciones derivadas de los Reglamentos europeos, así como otras funciones. Se propone la modificación del apartado (x), con la siguiente propuesta de redacción, y se añaden los apartados y) y z):

*“x) Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente se le asignen, o se deriven de la aplicación de los Reglamentos europeos pertinentes.
y) Publicar la información a terceros que se determine.
z) Comunicar a la autoridad competente cualquier comportamiento de los agentes que pueda suponer una alteración de los procesos y mercados de operación que gestiona el operador del sistema”.*

Por otra parte, con el objeto de ser consistente con las funciones del transportista se propone trasladar el apartado 30.2.w al artículo 36.3 a continuación del apartado n):

~~“w) Contratar y aplicar a los generadores conectados a sus redes los peajes de acceso que, conforme a lo dispuesto reglamentariamente, les correspondan. Asimismo, deberá comunicar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Administración competente la información que se determine sobre peajes de acceso”.~~

El apartado 3 se refiere a los conflictos de gestión del sistema, a cuya presentación se alude como “reclamaciones administrativas”, previendo que los mismos se resolverán en el plazo de dos meses. Convendrá clarificar que se trata, en efecto, de conflictos (y que los mismos los resuelve la CNMC), y, en cuanto al plazo, convendría prever (en línea con el plazo general de resolución de conflictos que se establece en el artículo 12.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC) un plazo de tres meses. Cabe señalar que este plazo sólo tiene la excepción que se deriva de la normativa europea (artículo 37.11 de la Directiva 2009/72/CE), que efectivamente prevé un plazo de dos meses, pero tal plazo de dos meses se aplica únicamente respecto de los conflictos de acceso a las redes de transporte y distribución (tal y como se detallará, más adelante, en el comentario al artículo 33), lo que no es el caso de estos conflictos de gestión (económica o técnica) del sistema.

Finalmente, habría que establecer un plazo máximo para la interposición del conflicto (contado desde el conocimiento por el interesado del hecho que motiva su reclamación), para evitar que se puedan reabrir sin límite, en perjuicio de la seguridad jurídica, situaciones consolidadas.

Con ello, la redacción de este apartado 3 quedaría del modo siguiente:

“3. Contra las actuaciones del operador del sistema podrán presentarse reclamaciones administrativas conflictos ante el organismo responsable de la resolución de las mismas la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien, emitirá una decisión en el

plazo de los ~~dos~~ tres meses siguientes a la recepción de la ~~reclamación~~ correspondiente solicitud. ~~Este plazo podrá prorrogarse por dos meses si el organismo responsable solicita información adicional y, en todo caso, por un plazo superior con el consentimiento del reclamante. Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante el citado organismo en el plazo máximo de un mes contado desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.~~

4.6.3 Designación y certificación del gestor de la red de transporte (artículo 31)

En el Título V se recoge el artículo 31 relativo a la “Designación y certificación del gestor de la red de transporte”.

Como novedades cabe referirse a la adición de la expresión “a solicitud del interesado” cuando en el apartado 1 del referido precepto señala que “La sociedad mercantil que actúe como operador del sistema será autorizada y designada como gestor de la red de transporte por el Ministro de Industria, Energía y Turismo.”

En el apartado 2 se recoge un nuevo párrafo segundo conforme al cual la sociedad que haya sido certificada como gestor de la red de transporte deberá comunicar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cualquier circunstancia que pudiera afectar al cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 30.1.

La adición de este nuevo párrafo segundo se considera positiva, pues permitirá a la CNMC ejercer más adecuadamente la competencia que se le atribuye en el primer párrafo del mencionado apartado 2 del artículo 31, conforme a la cual debe iniciar un procedimiento de certificación en aquellos casos en los que tenga conocimiento de posibles transacciones que puedan dar o hayan dado lugar al incumplimiento de los requisitos establecidos en relación a la separación de actividades.

El apartado 5 del artículo 31 prevé que la resolución definitiva de certificación de la CNMC se publicará en el BOE y en el DOCE. Respecto a la publicación en DOCE, lo que prevé el artículo 10.2 de la Directiva 2009/72/CE no es que se publique en el DOCE la resolución de certificación (este Diario no recogerá los concretos actos adoptados por los diferentes Estados miembros), sino que el DOCE publique un listado que recoja los gestores que hayan sido designados por los Estados miembros, de acuerdo con lo que éstos le hayan comunicado a la Comisión: “Las designaciones de gestores de red de transporte se notificarán a la Comisión y se publicarán en el Diario Oficial de la Unión Europea.”

Así, pues, no es la resolución de certificación como tal, sino el hecho de haber sido designado (como consecuencia de la certificación) lo que el DOCE debe publicar. Ello ya está previsto así en el apartado 1 de este artículo 31 (“Las designaciones del gestor de la red de transporte se notificarán a la Comisión Europea a efectos de su publicación en el “Diario Oficial de la Unión Europea”), con lo que la referencia al DOCE en relación con la publicación de la resolución de certificación de la CNMC debería eliminarse, bastando con indicar en el apartado 5 que “Dicha resolución, junto con el dictamen de la Comisión Europea, deberá publicarse en el Boletín Oficial del Estado”.

4.6.4 Conexión y Acceso (artículo 33)

El artículo 33 del Anteproyecto diferencia un “*derecho de conexión*” y un “*derecho de acceso*”. El primero se obtiene mediante un “*permiso de conexión*” y el segundo mediante “*un permiso de acceso*”. Para la obtención del primero se requiere la existencia de “*capacidad de conexión*” (y se exige, además, “*espacio físico adecuado*”); para la obtención del segundo se requiere “*capacidad de acceso*” (y la existencia previa de un permiso de conexión).

La capacidad de conexión se otorga considerando el punto de conexión (conforme a unos criterios que determinará el Gobierno). La capacidad de acceso se otorga considerando todos los nudos con influencia en el nudo en que se conecta la instalación (conforme a unos criterios que determinará el Gobierno).

Las discrepancias relativas al permiso de conexión las resuelve la Comunidad Autónoma (si las instalaciones de que se trata son de su competencia autorizatoria), previo informe de la CNMC, y las discrepancias relativas al permiso de acceso las resuelve la CNMC.

El precepto prevé que en ningún caso podrán establecerse por los sujetos responsables del otorgamiento de los permisos exigencias diferentes de las previstas en este precepto, y que tampoco las Administraciones Públicas podrán restringir o denegar el otorgamiento de estos permisos en base a consideraciones diferentes.

De acuerdo con lo que expresa el preámbulo del Anteproyecto, esta regulación del acceso y conexión contenida en el artículo 33 del Anteproyecto persigue “*una mayor concreción de los conceptos de conexión y acceso a las redes, reforzando los principios de objetividad, transparencia y no discriminación en su otorgamiento, y fijando el régimen de otorgamiento y denegación bajo criterios exclusivamente técnicos*”.

Así, la regulación proyectada por el Anteproyecto pretende poner término a algunos de los problemas que, en esta materia, han venido produciéndose, y, en algunos aspectos (en particular, al hacer depender el otorgamiento del acceso y conexión de circunstancias exclusivamente técnicas), esta CNE coincide en que la regulación proyectada podría tener tal efecto positivo. Se recogen en el precepto, sin embargo, unas previsiones que privan a la CNE, como ANR energética, en ciertos supuestos, de la competencia que le atribuye la normativa europea para resolver las discrepancias sobre capacidad de la red que mantengan los nuevos entrantes con los titulares de dichas red.

Adicionalmente, hay alguna otra problemática relativa al acceso que convendrá que el Anteproyecto resuelva (en particular, la relativa a la eficacia de las resoluciones administrativas de concesión de acceso).

- Competencia de las ANRs para resolver las discrepancias sobre la capacidad de la red conforme a la Directiva 2009/72/CE:

La regulación propuesta persigue la solución de varios de estos problemas; sin embargo, la delimitación que se hace de los conceptos de acceso y conexión (que arrastra una delimitación competencial entre CC.AA. y CNMC) no respeta la competencia de la ANR en materia de acceso, que, conforme a la normativa comunitaria, se extiende a la cuestión -completa- del estudio de la capacidad de la red (sin que quepa del excluir del mismo un

determinado estudio que se refiere a la capacidad con base en que esa capacidad se configure conceptualmente como *capacidad de conexión*.

Así lo configura el Capítulo VIII de la Directiva 2009/72/CE (artículos 33 y siguientes), que otorga acceso a los diferentes “*usuarios de la red*” (artículo 32 de la Directiva), considerando que este concepto implica tanto “*facilitar el acceso a la red de nuevas capacidades de generación, en particular, suprimiendo las trabas que pudieran impedir el acceso a nuevos agentes del mercado y de electricidad procedente de fuentes de energía renovables*” (artículo 36.e) de la Directiva), como a facilitar el acceso a la red a los “*clientes cualificados*”, concepto que a partir del 1 de julio de 2007 comprende a “*todos los clientes*” (artículo 33.1.c) de la Directiva).

La única causa que el artículo 32 de la Directiva admite para denegar un acceso es “*que no se disponga de la capacidad necesaria*”, y prevé que las discrepancias relativas a esa denegación las resuelva la ANR (conforme a un procedimiento que el artículo 37.11 establece).

En cambio, el Anteproyecto prevé que la CNMC sólo resuelva las discrepancias de capacidad relativas a lo que pasa a denominarse “*capacidad de acceso*” (que se circunscribe al estudio de la influencia “*aguas arriba*”), y requiere para que la CNMC pueda conocer de una discrepancia sobre esa capacidad de acceso, que se haya concedido capacidad de conexión, sobre cuya denegación la CNMC carecerá de competencia resolutoria (sólo intervendría mediante la emisión de un informe, no determinante y no vinculante).

Esta previsión no respetaría la competencia de la ANR para conocer las denegaciones por falta de la “*capacidad necesaria*” (artículo 32.2 de la Directiva 2009/72/CE), al excluir de su competencia un estudio previo de capacidad (referido al nudo de conexión), estudio previo de capacidad cuya resolución favorable –concesión del permiso de conexión– resulta además que es imprescindible para que la propia ANR pueda afirmar su competencia (quedando, así, la misma condicionada). De este modo, toda denegación de permiso de conexión permitirá eludir la competencia de la ANR para resolver discrepancias (al faltar el presupuesto que se exige para que la misma pueda intervenir).

Ahora bien, las cuestiones relativas a la conexión consisten, en realidad, en la determinación de los equipos y elementos a través de los cuales la instalación de producción se va a conectar a la red y la resolución de las discrepancias sobre su coste (cuando hay varios usuarios involucrados o las instalaciones aprovechan a varios usuarios). No consisten en efectuar un estudio de capacidad.

La jurisprudencia del Tribunal Supremo ha seguido una línea clara en este sentido, destacando cómo el acceso implica ese derecho al tránsito de la energía por la red (en tanto haya capacidad en la misma) y que, por tanto, es una cuestión que afecta al mercado eléctrico, y por ello de interés general del Estado, mientras que la conexión se refiere a las condiciones técnicas de las instalaciones.

- Exigencia de un permiso previo de conexión

Hay que señalar, aparte de lo dicho en el apartado anterior, que esta exigencia de permiso de conexión y permiso de acceso, en los términos en que está regulada en el Anteproyecto, implica para el interesado tener su estudio de capacidad hecho en dos tiempos y a través de dos procedimientos cumulativos, cuando lo propio sería dar al interesado una respuesta global a su solicitud respecto de la capacidad de la red.

Además, la diferencia entre capacidad de conexión y capacidad de acceso, entendida la primera como capacidad en el punto de conexión considerado aisladamente, y la segunda, como capacidad en los nudos *aguas arriba* del punto de conexión, quiebra desde el momento en que se prevén luego por el propio Anteproyecto “límites a la capacidad de conexión por nudos” (apartado 7 del artículo 33).

Por otra parte, la exigencia de un permiso previo de conexión puede dar pie a uno de los problemas más frecuentes en el acceso de nuevos entrantes, según ha venido denunciándose (con ocasión de los conflictos de que ha venido conociendo la CNE): posible arbitrariedad en la selección de un determinado punto de la red a los efectos de conceder el derecho de conexión a un productor en el mismo (el interesado solicita conectarse en un punto, y el titular de la red le ofrecería un punto de conexión situado a una distancia considerable del lugar en que se va a ubicar su instalación, lo que haría inviable el proyecto).

En definitiva, no se observa la necesidad de un permiso de conexión considerado como permiso *previo* de conexión. La autorización administrativa de la instalación que se debe realizar comprende ya la instalación de conexión. La instalación de conexión, junto con el resto de la instalación, debe ser examinada por la Administración autorizante (que habrá de resolver sobre la misma) a la vista del proyecto de instalación (que incluye el de la instalación de conexión), debiendo ser aprobados administrativamente los elementos y equipos a través de los cuales la instalación se conectará a red.

Puede ser necesario, con posterioridad, esto es, una vez concedido el acceso, autorizada la instalación y construida la misma, comunicar la conexión y acoplamiento al titular de la red (para que el mismo esté presente en el momento de puesta en servicio de la instalación), pero no se observa la necesidad de autorizar la conexión con carácter previo (previo incluso decidir sobre el acceso). Esta exigencia previa (de permiso de conexión), que se acumula al acto administrativo posterior de autorización administrativa, supone una carga adicional para los nuevos entrantes, que va en línea opuesta a la tendencia de simplificación que viene impuesta.

Finalmente, cabe destacar que, con relación a la conexión, aparece un nuevo requisito para justificar la denegación: la falta de espacio. A juicio de esta CNE, este requisito no resultaría procedente: Si va a establecerse una nueva instalación de producción, y el titular de la red no dispone de espacio en sus instalaciones para albergar los nuevos equipos necesarios, las instalaciones podrán modificarse (por supuesto, a costa del interesado o interesados en la conexión) para acoger a la nueva instalación—y de eso se ocupará, en su caso, la correspondiente autorización administrativa-, como ha venido haciéndose. Más aún: Si incluso lo que faltara fuera superficie física o terreno del titular de la red para ello, podrá hacerse uso de la potestad expropiatoria que para tal efecto está prevista (y de la que se pueden beneficiar las instalaciones de producción), sin perjuicio

del análisis en concreto de la necesidad de ocupación, que compete hacer en el marco del procedimiento expropiatorio.

No obstante, si no se acogieran estas consideraciones, que esta Comisión juzga procedentes, debería, en último término, atribuirse un carácter determinante al informe de la CNMC previsto en el Anteproyecto en relación con el denominado *permiso de conexión*; indicando, en tal sentido, que “Dicho informe tendrá carácter determinante en lo que se refiere a la apreciación de la capacidad necesaria”.

- Necesidad de contar con medios de ejecución forzosa de las resoluciones de concesión del derecho de acceso

Una problemática de especial importancia en relación con el acceso, que convendrá corregir, es la de la falta de aplicación efectiva de las resoluciones de la CNE en las que se acuerda conceder acceso a un sujeto, como consecuencia del conflicto interpuesto a su instancia contra la denegación de acceso efectuada por el titular de la red.

Ante el incumplimiento de una resolución concediendo acceso a un interesado, la CNE sólo cuenta con la posibilidad de tramitar un procedimiento sancionador; pero éste concluye en la imposición puntual de una multa (cuyo destino es el Tesoro Público), y no es un medio de ejecución forzosa (de los previstos en el artículo 96 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre) que permita llevar a efecto la ejecución de esa resolución, no obstante la voluntad contraria del titular de red. Con ello, la pretensión del interesado de contar con acceso a red puede seguir sin llevarse a efecto, y, tras la interposición de un conflicto y la resolución del mismo, e incluso la tramitación de un procedimiento sancionador al respecto, la situación de hecho (después de todas estas actuaciones) sigue siendo la misma que era: el interesado sigue sin contar con acceso a red.

Sirve para ilustrar esta problemática la siguiente Sentencia:

*“La cuestión debatida en autos consiste en determinar si la CNE tiene facultad para acudir al procedimiento de ejecución forzosa que devenga en la ejecución subsidiaria o en la imposición de multas coercitivas, además de la facultad de imponer sanciones, tal como prevé el acuerdo de fecha 10 de diciembre de 2.008 acompañado al expediente.
(...)”*

Presupuesto lo anterior hemos de rechazar la pretensión del actor de que se impongan multas coercitivas, en la medida en que, conforme se deduce del art.99 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, del PAC, es preciso que esta facultad se encuentre prevista por una ley, pues dicho precepto indica “cuando así lo autoricen las leyes, y en la forma y cuantía que éstas determinen...”.

(...) En consecuencia, la Administración demandada ha obrado correctamente, al limitarse a la incoación del expediente sancionador mencionado en el presente momento.” (SAN 30 noviembre 2011; Sala de lo Contencioso-Administrativo; Sección 4ª; recurso 249/2011)

La Ley 30/1992, de 26 de noviembre, prevé en su artículo 96 los medios de ejecución forzosa con los que puede contar la Administración: *i)* el apremio sobre el patrimonio (que sirve para satisfacer obligaciones de abonar cantidades líquidas a la Administración, lo que no es el caso de las obligaciones de acceso), *ii)* la ejecución subsidiaria (que sirve para cuando la obligación se puede satisfacer por otro sujeto; lo que no se acomodaría

bien al objeto del acceso, en que se necesita la actuación del titular de la red), y *iii*) las multas coercitivas y *iv*) la compulsión sobre las personas, debiendo ser estos dos últimos expresamente previstos por la Ley para que puedan ser utilizados.

En particular, la imposición de multas coercitivas es un medio de eficacia extraordinaria en relación con el cumplimiento de los objetivos establecidos en la normativa de los sectores regulados:

- El artículo 114 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos establece lo siguiente:
“La autoridad competente, con independencia de las sanciones que correspondan, podrá imponer multas coercitivas cuando prosiguiera la conducta infractora y en el caso de no atender al requerimiento de cese en la misma. Las multas se impondrán por un importe que no superará el 20 por 100 de la multa fijada para la infracción cometida.”
- La disposición adicional sexta de la Ley 32/2003, de 30 de noviembre, General de Telecomunicaciones, establece lo siguiente:
“Para asegurar el cumplimiento de las resoluciones que dicten, la Administración General del Estado o la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones podrán imponer multas coercitivas por importe diario de 100 hasta 10.000 euros, en los términos previstos en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común. Las multas coercitivas serán independientes de las sanciones que puedan imponerse con tal carácter y compatibles con ellas. El importe de las multas coercitivas previstas en esta disposición se ingresará en el Tesoro Público.”

Llama la atención, a este respecto, que el sector eléctrico, que regula un servicio calificado como “esencial”, ahora en el Anteproyecto actividad de interés económico general, carezca de previsión alguna (a diferencia de la Ley del Sector de Hidrocarburos y de la Ley General de Telecomunicaciones) sobre la imposición de multas coercitivas, que, al menos en relación con la problemática del acceso, puede ser muy conveniente.

La atribución, en particular a la CNE de esta facultad con relación a las resoluciones de los conflictos de acceso, resulta conforme a lo previsto en el artículo 37.4.e) la Directiva 2009/72/CE, que prevé que los Estados miembros deben garantizar que la ANR cuente con facultades que le permitan dar una respuesta eficiente y rápida a las decisiones de carácter ejecutivo (“competencias de mando”) que, en particular, se ostentan en materia de resolución de conflictos:

“Los Estados miembros se asegurarán de que se dote a las autoridades reguladoras de las competencias que les permitan cumplir las obligaciones impuestas por los apartados 1, 3 y 6 de manera eficiente y rápida. Con este fin, la autoridad reguladora tendrá, como mínimo, las siguientes competencias:

(...)

e) los derechos de investigación adecuados y las competencias de mando pertinentes a efectos de la resolución de conflictos con arreglo a los apartados 11 y 12.”

- Criterios para la concesión del acceso:

En el apartado 4, se debería eliminar la referencia a la “sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico”; dado que no constituye un motivo técnico para la denegación del derecho de acceso (como el riesgo para la seguridad, regularidad y calidad del suministro), que debe aplicar el gestor de la red de transporte o distribución. Se trata de motivos que deben permanecer estrictamente tasados, por corresponder a uno de los principios básicos de la liberalización, como es el derecho de acceso de terceros a la red. En todo caso, correspondería al Ministerio aplicar el criterio de “sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico” en la inscripción de instalaciones en los registros que otorgan el derecho a una retribución regulada.

También en el apartado 4, debería mantenerse la referencia expresa a la prioridad de conexión y acceso de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y cogeneración.

Para mejorar la transparencia de los procesos de conexión y acceso a las redes, se recomienda añadir en un apartado 8 en este mismo artículo para expresar la obligación por parte del gestor de la red de transporte y de los gestores de la red de distribución de proporcionar a los solicitantes de acceso y al público en general cumplida información sobre las peticiones de acceso admitidas, dejando para el desarrollo normativo la forma de concretar dicha obligación.

Finalmente, se deberá recoger una cuestión adicional referente a la necesidad de que se especifique en la solicitud de acceso la identificación concreta del punto de la red de transporte o distribución a la que se pretende el mismo

- Plazo de resolución de conflictos:

El artículo 37.11 de la Directiva 2009/72/CE dispone lo siguiente:

“Toda parte que desee reclamar contra un gestor de la red de transporte o distribución en relación con las obligaciones de dicho gestor con arreglo a la presente Directiva podrá presentarla reclamación ante la autoridad reguladora, quien, en su calidad de organismo competente en la resolución de conflictos, emitirá una decisión en los dos meses siguientes a la recepción de la reclamación. Este plazo podrá prorrogarse por dos meses si la autoridad reguladora solicita información adicional. También podrá prorrogarse con el consentimiento del reclamante. Dicha decisión tendrá efecto vinculante a menos que sea revocada a raíz de un recurso y hasta el momento en que lo sea.”

Por su parte, el artículo 12.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, dispone lo siguiente: *“En la resolución de los conflictos a que hace referencia el apartado anterior, la Comisión resolverá acerca de cualquier denuncia y adoptará, a petición de cualquiera de las partes, una resolución para resolver el litigio lo antes posible y, en todo caso, en un plazo de tres meses desde la recepción de toda la información.”*

Convendrá que el artículo 33 del Anteproyecto, prevea un plazo de dos meses para ajustarse a lo previsto en la normativa europea respecto de la resolución de conflictos de acceso relativos al sector eléctrico.

Finalmente, habría que establecer un plazo máximo para la interposición del conflicto (en línea con lo señalado respecto de los conflictos de gestión económica y técnica del

sistema), para evitar que se puedan reabrir sin límite, en perjuicio de la seguridad jurídica, situaciones consolidadas.

- Redacción alternativa que se propone:

Conforme a lo expresado se propone la siguiente redacción del artículo 33:

“1. A los efectos de esta ley se entenderá por:

a) ~~Derecho de conexión a un punto de la red: derecho de un sujeto a acoplarse eléctricamente a un punto concreto de la red de transporte existente o planificada o de distribución existente o incluida en los planes de inversión aprobados por la Administración General del Estado en unas condiciones determinadas.~~

b) a) Derecho de acceso: derecho de uso de la red en unas condiciones legal o reglamentariamente determinadas.

e) ~~Permiso de conexión a un punto de la red: aquél que se otorga para poder conectar una instalación de producción de energía eléctrica o consumo a un punto concreto de la red de transporte o en su caso de distribución.~~

d) b) Permiso de acceso: aquél que se otorga para el uso de la red a la que se conecta la instalación.

2. ~~Para la concesión de un permiso de conexión el promotor deberá disponer de capacidad de conexión en ese punto en las condiciones técnicas y económicas que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno, considerando las instalaciones de producción de energía eléctrica y consumo ya conectadas o comprometidas en ese nudo. Asimismo, para otorgar dicho permiso habrá de disponerse del espacio físico adecuado para ubicar las instalaciones necesarias.~~

El permiso de conexión será otorgado por la empresa transportista o distribuidora titular de la red en que se encuentre el punto para el que se solicita el derecho de conexión.

3. ~~Las discrepancias que se susciten en relación con el permiso de conexión a las instalaciones de transporte o en su caso de distribución de competencia de la Administración General del Estado, o con su denegación, se resolverán por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.~~

Las discrepancias que se susciten en relación con el permiso de conexión a las redes cuya autorización sea de competencia autonómica, o con su denegación, se resolverán por el órgano competente de la Comunidad Autónoma correspondiente, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las discrepancias se resolverán de manera individualizada para cada uno de los casos concretos, en base a los criterios señalados en el apartado anterior.

En todo caso, el permiso de conexión sólo podrá ser denegado por la falta de capacidad de conexión o por falta de espacio físico adecuado para ubicar las instalaciones necesarias.

Esta denegación deberá ser motivada y deberá basarse en los criterios que se señalan en la norma reglamentaria a que hace referencia el párrafo primero del apartado 2.

4. 2. La concesión de un permiso de acceso se basará en el cumplimiento de los criterios técnicos de seguridad, regularidad, y de calidad del suministro y de sostenibilidad y eficiencia económica del sistema eléctrico establecidos reglamentariamente por el Gobierno. En la evaluación de la capacidad de acceso se deberán considerar además del propio nudo al que se conecta la instalación, todos los nudos con influencia en el nudo donde se conecta la instalación, teniendo en cuenta las instalaciones de producción de energía eléctrica y consumo existentes y las ya comprometidas en dichos nudos.

El permiso de acceso será otorgado por el Gestor de la Red de Transporte cuando el punto de conexión esté en la red de transporte o por el Gestor de la Red de Distribución cuando el punto de conexión esté en la red de distribución.

Las nuevas instalaciones que utilicen fuentes de energía renovables y cogeneración de alta eficiencia tendrán prioridad de acceso y conexión a la red en los términos que reglamentariamente se determinen, sin perjuicio de los requisitos relativos al mantenimiento

de la fiabilidad y la seguridad de la misma.

~~Para poder conceder el acceso a las redes de transporte o de distribución se habrá de disponer de permiso de conexión.~~

~~En todo caso, el permiso de acceso sólo podrá ser denegado por no disponer de permiso de conexión o por la falta de capacidad de acceso. Esta denegación deberá ser motivada y deberá basarse en los criterios que se señalan en el párrafo primero de este apartado.~~

~~El derecho de acceso podrá ser restringido temporalmente. Esta restricción deberá ser motivada y deberá basarse en los criterios del reglamento señalado en el párrafo primero de este apartado, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 7 de la presente ley.~~

~~En todo caso la solicitud de acceso deberá identificar el punto concreto de la red de transporte o distribución a la que se pretende el mismo.~~

~~5. 3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá a petición de cualquiera de las partes afectadas los posibles conflictos que pudieran plantearse en relación con el permiso de acceso a las redes de transporte y distribución, así como con las denegaciones del mismo emitidas por el gestor de la red de transporte y el gestor de la red de distribución.~~

El plazo para la resolución y notificación de este procedimiento será de dos meses, que podrá ampliarse a dos meses adicionales si se requiere información adicional a la solicitud, o si así lo manifiesta el solicitante. Las solicitudes de resolución de estos conflictos habrán de presentarse ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el plazo máximo de un mes contado desde el conocimiento por parte del solicitante del hecho que motiva su solicitud de resolución de conflicto.

Para asegurar el cumplimiento de las resoluciones que se dicten, en el marco de estos procedimientos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá imponer multas coercitivas por importe diario de 100 hasta 10.000 euros, en los términos previstos en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Las multas coercitivas serán independientes de las sanciones que puedan imponerse con tal carácter y compatibles con ellas.

El importe de las multas coercitivas previstas en esta disposición se ingresará en el Tesoro Público.”

~~6. 4. En ningún caso podrán establecerse por los sujetos responsables otros mecanismos diferentes de los previstos en los apartados 2 y 4 del presente artículo para el otorgamiento de los permisos de conexión y acceso o para la priorización en el otorgamiento de los mismos.~~

~~Asimismo, las Administraciones Públicas no podrán denegar o restringir la concesión de permisos de conexión y acceso a las redes de transporte y distribución, salvo lo previsto para el Gobierno en los apartados 2 y 4 del presente artículo.~~

5. El gestor de la red de transporte y los gestores de las redes de distribución pondrán a disposición del público a través de su página web o, cuando proceda, la de su asociación empresarial, para cada una de las líneas y subestaciones de alta tensión de sus redes, la información necesaria cuando se produzcan restricciones en la capacidad de conexión y acceso para nuevas instalaciones de generación, diferenciando en su caso la generación gestionable de la no gestionable.

~~7. 6. Mediante real decreto del Consejo de Ministros se establecerán los criterios objetivos para la inclusión de límites a la capacidad de conexión por nudos al objeto de garantizar la seguridad del suministro.”~~

4.7 Título VI. Transporte de energía eléctrica

4.7.1 Red de transporte de energía eléctrica (artículo 34)

El texto del artículo 34 del anteproyecto define las redes de transporte primario y secundario, incluyendo la definición de las instalaciones que constituyen transporte secundario en los SEIE, e incorporando la precisión (hasta ahora no contenida en el texto legal, aunque si estaba en el RD 1955/2000) de que no son transporte los transformadores de grupos de generación y los elementos de conexión de éstos, así como las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, y las líneas directas. Esta incorporación al texto legal de las precisiones mencionadas se considera adecuada.

El texto define a REE S.A como transportista único, manteniendo la posibilidad excepcional (ya contemplada en la ley vigente) de que pueda autorizarse individualmente que determinadas instalaciones de transporte secundario puedan ser de titularidad de un distribuidor. El texto introduce la exigencia de que, a tal efecto, el Gobierno establecerá los criterios exclusivamente técnicos que deberán regir tales excepciones. Se considera plenamente justificada, por seguridad jurídica, la inclusión de este párrafo.

Por otra parte, en el apartado 2 del artículo 34, en coherencia con lo señalado en el artículo 6.1d), debería sustituirse la palabra “operar” por “maniobrar”.

Por su parte, en el apartado 5 debería señalarse explícitamente que la utilización de las redes de transporte, para desarrollar servicios de telecomunicaciones, no debe suponer en ningún caso una merma para la seguridad del sistema de transporte.

En consecuencia los apartados 2 y 5 deberían quedar redactados como sigue:

“Artículo 34. Red de transporte de energía eléctrica

“2. [...]

No obstante lo anterior, [...]. En estos casos, los distribuidores deberán asumir las obligaciones del transportista único relativas a la construcción, ~~operación~~ y mantenimiento y maniobra de tales instalaciones de transporte.

[...]

5. Sin perjuicio de los requisitos establecidos en la legislación general de las telecomunicaciones, las redes de transporte se podrán utilizar para desarrollar servicios de telecomunicaciones, siempre que se respete el principio de separación jurídica de actividades, garantizando en todo caso la seguridad del sistema de transporte de energía eléctrica.”

Adicionalmente, el texto suprime el párrafo del actual artículo 35.3 de la Ley 54/1997 referido a las obligaciones del titular de instalaciones de transporte. Aunque el texto incluye un precepto nuevo (Derechos y Obligaciones del transportista) y en él se definen sus *funciones*, se observa que no hay referencia alguna a la obligación de contratar el acceso y cobrar los peajes a los generadores conectados a sus redes. Se considera que tal obligación debe mantenerse de forma expresa.

4.7.2 Autorización de instalaciones (artículo 35)

El texto del precepto debe contener una regla sobre el efecto desestimatorio del silencio. Esta regla se establece en relación con el carácter desfavorable del informe de la AGE en las autorizaciones que competen a las CCAA, pero no en relación con las solicitudes de autorización dirigidas a la AGE cuando es la Administración competente para resolver.

El texto del Anteproyecto ha eliminado el actual artículo 37 Ley 54/1997 (Contenido de las autorizaciones de transporte), si bien una parte del mismo ha pasado a integrarse en el art 36. Se considera debe mantenerse en el texto legal el primer inciso del actual artículo 37 que establece: "Las autorizaciones de instalaciones de transporte contendrán todos los requisitos que deban ser observados en su construcción y explotación." También debe mantenerse en el texto legal el contenido del actual apartado 2 del artículo 37 que posibilita la revocación de autorizaciones por incumplimiento de las condiciones y requisitos establecidos, o por la variación sustancial de los presupuestos que determinaron su otorgamiento.

4.7.3 Derechos y obligaciones del transportista (artículo 36)

Tal como se indicó en los comentarios al artículo 30, como función del transportista, se propone incluir el siguiente apartado a continuación del apartado n):

"o) Contratar y aplicar a los generadores conectados a sus redes los peajes de acceso que, conforme a lo dispuesto reglamentariamente, les correspondan. Asimismo, deberá comunicar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Administración competente la información que se determine sobre peajes de acceso".

4.7.4 Acceso a las redes de transporte (artículo 37)

Este precepto modifica la indicación de los sujetos con derecho de acceso. Mientras que el vigente artículo 38 de la Ley 54/1997 identifica claramente los sujetos consumidores cualificados y los sujetos no nacionales autorizados según el artículo 13, el texto del art 37 del anteproyecto únicamente menciona a *los sujetos autorizados de acuerdo con el artículo 8*. Esta remisión al precepto que *regula el Funcionamiento del sistema* no permite identificar a los sujetos con derecho de acceso.

Esa texto del Anteproyecto confiere al OS, como gestor de la red de transporte el otorgamiento del permiso de acceso, con sujeción a los criterios del artículo 33, sin mencionar la exigencia de que la denegación sea motivada y sujeta a los criterios reglamentarios, y sin mención de la posibilidad de instar conflicto ante la CNMC (ver comentarios al artículo 33).

4.8 Título VII. Distribución de energía eléctrica

4.8.1 Regulación de la distribución (artículo 38)

El apartado 1 del art 38 del Anteproyecto define la actividad de distribución con más precisión que el vigente art 39 de la LSE. Define en su apartado 2 las instalaciones que integran la red de distribución (definición hasta ahora no presente en el texto legal aunque sí en el RD 195572000). Tal inclusión se considera adecuada.

Al igual que se ha señalado respecto a la red de transporte, la utilización de las redes de distribución para desarrollar servicios de telecomunicaciones no debe suponer en ningún caso una merma para la seguridad del sistema de distribución. En consecuencia el apartado 7 debería quedar redactado como sigue:

“Artículo 38. Regulación de la distribución.

“7. Sin perjuicio de los requisitos establecidos en la legislación general de las telecomunicaciones, los distribuidores podrán utilizar sus redes para desarrollar servicios de telecomunicaciones, garantizando en todo caso la seguridad del sistema de distribución de energía eléctrica. [...]”.

El apartado 9 del artículo 38 señala que contra las actuaciones del gestor de la red de distribución podrán presentarse reclamaciones administrativas ante el organismo responsable de la resolución de las mismas. Dicho organismo responsable deberá resolver en el plazo de dos meses, ampliable a otros dos. Si consideramos que el organismo responsable será, por regla general, el correspondiente de la Comunidad Autónoma, resulta dudoso que las competencias básicas del Estado en materia energética permitan fijar el plazo de duración de un procedimiento administrativo que debe tramitarse y resolverse en sede autonómica (únicamente sujeto a las previsiones de la Ley 30/1992). Una interpretación de este artículo más respetuosa con el reparto competencial consistiría en considerar que se refiere a reclamaciones sobre instalaciones de distribución competencia de la Administración General del Estado, por excepción. En tal caso, debería aclararse si la resolución correspondería a la CNMC, como sí prevé expresamente el Anteproyecto con relación a los conflictos de conexión (artículo 33.3).

4.8.2 Autorización de instalaciones de distribución (artículo 39)

El contenido de este precepto incorpora al texto legal algunas reglas hasta ahora contenidas en disposición reglamentaria, como la obligación de cesión de instalaciones destinadas a más de un consumidor, y la resolución de discrepancias entre dos distribuidores respecto a dicha cesión, así como respecto a las discrepancias en relación con nuevos desarrollos de red.

Cabe señalar al respecto, que la competencia para resolver tales discrepancias no se altera, si bien se establecen criterios para resolución de las discrepancias tales como “*criterios de mínimo coste para el conjunto del sistema*”, “*principio de red única*” que justifican que en estos supuestos se haya de estar a los criterios reglamentarios que establezca la AGE tal como señala el precepto. Ello es plenamente coherente con el art 3.3 del Anteproyecto, según el cual entre las competencias de la AGE está la de garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.

Se considera necesario introducir la regla expresa sobre el carácter desestimatorio del silencio administrativo, igual que se ha dicho respecto a autorizaciones de transporte.

4.8.3 Obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras (artículo 40)

Desde la perspectiva de los consumidores, la herramienta más efectiva para obtener un consumo eficiente y obtener resultados óptimos de ahorro de energía eléctrica es disponer en tiempo real (o lo más próximo a ese concepto) de la información de su propio consumo. Tal información permite al consumidor conocer con gran precisión sus hábitos de consumo y adoptar las medidas necesarias para alcanzar los niveles de eficiencia energética demandados por la Directiva 2012/27/UE. La remisión de los datos de consumo en tiempo real tanto a servidores gestionados por las sociedades distribuidoras así como al consumidor es factible hoy en día gracias al proceso de implementación de los nuevos contadores inteligentes.

La Directiva 2009/72/CE en su Anexo I dedicado a las medidas de protección del consumidor contempla en su apartado i) el derecho de los consumidores a que: *“Estén informados adecuadamente del consumo real de electricidad y de los costes correspondientes con una frecuencia que les permita regular su propio consumo de electricidad. La información se facilitará con el tiempo suficiente, teniendo en cuenta la capacidad del equipo de medición del cliente y el producto eléctrico de que se trate. Habrá de tenerse debidamente en cuenta la rentabilidad de dichas medidas. No podrán facturarse al consumidor costes adicionales por este servicio.”*

Por su parte, la Directiva 2012/27/UE, contempla en su artículo 9.1 respecto a los citados contadores:

“Siempre que sea técnicamente posible, financieramente razonable y proporcionado en relación con el ahorro potencial de energía, los Estados miembros velarán por que los clientes finales de electricidad, (...) reciban contadores individuales a un precio competitivo, que reflejen exactamente el consumo real de energía del cliente final y que proporcionen información sobre el tiempo real de uso...

a) se asegurarán de que los sistemas de medición facilitan a los clientes finales información sobre la hora exacta de utilización y de que se tengan plenamente en cuenta los objetivos de eficiencia energética y los beneficios al cliente final al establecer las funciones mínimas de los contadores y las obligaciones impuestas a los agentes del mercado;

b) se asegurarán de la seguridad de los contadores inteligentes y la transmisión de datos, así como de la privacidad de los clientes finales, de conformidad con la legislación pertinente de la Unión en materia de protección de los datos y de la intimidad personal;

c) en el caso de la electricidad, y a petición del cliente final, exigirán a los operadores de los contadores que se aseguren de que estos aparatos puedan dar cuenta de la electricidad vertida a la red a partir de las instalaciones del cliente final;

d) se asegurarán de que, cuando los clientes finales lo soliciten, la información exacta de los contadores sobre la entrada y salida de electricidad que les corresponda les sea facilitada a ellos mismos o a un tercero que actúe en nombre de los clientes finales, en un

formato fácilmente comprensible que puedan utilizar para comparar ofertas en condiciones de igualdad ...”

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, recientemente aprobada, contempla en su artículo 7.12, entre las funciones de la CNMC en materia eléctrica: “Asegurar el acceso de los clientes a los datos de su consumo, en formato comprensible, armonizado y de forma rápida”.

Así pues, considerando en su conjunto lo expuesto en las Directivas, así como lo regulado en la reciente Ley 3/2013, se propone la inclusión de una nueva obligación a los distribuidores que permita el ejercicio efectivo del derecho de los consumidores a disponer de los datos en tiempo real de su consumo. Dicha nueva obligación podría tener la siguiente redacción: “Facilitar al consumidor que lo solicite los datos de su consumo en tiempo real”.

En el apartado 2.m) se entiende que por error se ha omitido la palabra “colindantes”.

“Artículo 40. Obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras

“h) Contratar, facturar y cobrar los peajes de acceso de los consumidores y, en su caso, generadores conectados a sus redes, realizando el desglose en la facturación al usuario en la forma que reglamentariamente se determine.”

[...]

“m) Proporcionar al gestor de la red de transporte y a los gestores de las redes de distribución colindantes información [...].”

4.8.4 Líneas directas (artículo 42)

La regulación de las líneas directas es más restrictiva en el Anteproyecto que en el vigente art 43 de la LSE, ya que se exige que el titular de la instalación de producción y el consumidor unidos por línea directa, sean la misma empresa o pertenezcan al mismo grupo empresarial.

Se ha suprimido la exigencia expresa de que los solicitantes reúnan la capacidad legal, técnica y económica, así como que acrediten las características del *emplazamiento de la instalación y el cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente*. Se considera que esta última exigencia debe mantenerse en el texto legal.

4.9 Título VIII. Suministro de energía eléctrica

4.9.1 Resolución de controversias

Dada la importancia de la protección a consumidores domésticos y, particularmente, la resolución de conflictos de dichos consumidores y empresas eléctricas, sin distinguir entre consumidores a precio regulado y consumidores a mercado libre, se considera necesario que el propio Anteproyecto establezca las líneas generales de dicho procedimiento administrativo. Así pues, se propone un nuevo artículo, aunque vinculado, entre otros, a los artículos 43 y 44 del Anteproyecto, que regule tal aspecto de manera independiente.

En línea con las previsiones de las Directivas de la UE, debería tratarse de un procedimiento transparente, sencillo y poco oneroso. Con arreglo a nuestro sistema constitucional de distribución de competencias, la resolución de los conflictos debería recaer en la administración autonómica.

Tal medio de resolución extrajudicial de discrepancias podría seguir el ejemplo del sector de telecomunicaciones, en el que se configura como una vía alternativa al arbitraje de consumo. Así, cabría excluir del mismo a personas jurídicas y empresas, como sucede en el sector de telecomunicaciones. Del objeto del procedimiento deberán excluirse aspectos regulados en normativa distinta de la protección específica de los usuarios finales y domésticos de productos energéticos. Entre los posibles pronunciamientos de la resolución final estaría la devolución de cantidades al consumidor, como señala la Directiva 2009/72/CE, citada.

Tal y como se recoge en el artículo 46.1.n, se considera necesario que la posibilidad de solucionar los conflictos a través de una entidad de resolución alternativa de litigios en materia de consumo, sea obligatoria y no dependa de la adhesión voluntaria por parte de las empresas prestadoras de los servicios. Actualmente se observa que algunas empresas comercializadoras no se acogen a los sistemas arbitrales de consumo y que, en otros casos, se acogen pero no para todo tipo de reclamaciones sino para una casuística determinada. Por tanto, el nuevo artículo propuesto, parte la obligación establecida a las empresas comercializadoras de ofrecer a los consumidores esta alternativa, tal y como se recoge en el apartado 1.n del artículo 46 del Anteproyecto.

En vista de todo ello, se propone añadir el siguiente artículo al Anteproyecto:

“Artículo XX. Resolución de controversias

1. Los consumidores que sean personas físicas y usuarios finales podrán someter las controversias que les enfrenten con las empresas de electricidad al conocimiento de las entidades de resolución alternativa de litigios en materia de consumo, de acuerdo con la legislación vigente sobre defensa de los consumidores y usuarios, y lo establecido en el apartado 46.1.n de la presente Ley.

2. Para el supuesto de que no se sometan a las entidades de resolución alternativa de litigios en materia de consumo o que estas no resulten competentes para la resolución del conflicto, los usuarios finales que sean personas físicas podrán someter la controversia a los órganos competentes en materia de consumo de las Comunidades Autónomas o Ciudades de Ceuta y Melilla en cuyo territorio se efectúe el suministro, cuando tales controversias se refieran a sus derechos específicos como usuarios finales, incluidos todos los previstos en esta Ley. No podrán ser objeto del procedimiento anterior las controversias que se encuentren reguladas por normativa distinta de la de protección específica de los usuarios finales de energía eléctrica.

3. El procedimiento deberá ser transparente, sencillo y gratuito. La resolución que se dicte podrá ordenar la devolución de importes indebidamente facturados y, en general, disponer cuantas medidas tiendan a restituir al interesado en sus derechos e intereses legítimos, incluyendo la posibilidad de reembolso y compensación por los gastos y perjuicios que se hubiesen podido generar.

4. El plazo máximo para resolver se determinará conforme a la normativa que sea de aplicación. Transcurrido dicho plazo se podrá entender desestimada la reclamación por silencio administrativo.

5. Las Administraciones competentes podrán regular procedimientos específicos que se ajustarán a la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común. En todo caso, tiene carácter básico lo dispuesto sobre los efectos de la falta de resolución presunta en el apartado anterior.

6. Lo dispuesto en este artículo será aplicable a todas las modalidades de suministro previstas en esta Ley para usuarios finales que sean personas físicas, incluyendo las controversias que se susciten entre dichos usuarios y comercializadoras a mercado libre”.

4.9.2 Suministro (artículo 43)

- Protección al consumidor y competencias de la CNMC

El artículo 43 mantiene, en su apartado 1, la actual definición de suministro eléctrico del artículo 44.1 de la vigente Ley 54/1997, del Sector Eléctrico (LSE) y, en su apartado 2, establece el derecho al suministro eléctrico a los precios voluntarios para el pequeño consumidor o tarifa de último recurso en los términos comentados en el artículo 17 del Anteproyecto. Como mejora de redacción, el párrafo segundo debería decir tendrán derecho a “contratar” el suministro de energía eléctrica.

“2. Los consumidores que se determine tendrán derecho a contratar el suministro de energía eléctrica a los precios voluntarios para el pequeño consumidor o tarifa de último recurso establecidos de acuerdo al artículo 17 de la presente ley”.

En cuanto al apartado 43.3, el APL declara que *“Reglamentariamente se establecerán por las administraciones públicas competentes medidas de protección al consumidor que deberán recogerse en las condiciones contractuales para los contratos de suministro de los comercializadores con aquellos consumidores que por sus características de consumo o condiciones de suministro requieran un tratamiento contractual específico”*. Esta redacción coincide con el primer párrafo del artículo 44.5 de la LSE actualmente en vigor.

La Directiva 2009/72/CE¹³ establece en su artículo 3.7 que, al menos para los clientes domésticos, deberán incluirse las medidas de protección del consumidor referidas a transparencia de las condiciones contractuales, la información general y los procedimientos de resolución de conflictos que se recogen en el Anexo I de la Directiva.

Cabe destacar la necesidad de proteger adecuadamente a todos los consumidores domésticos garantizado la misma protección en cuanto a estos derechos básicos mencionados en el artículo 3.7 de la Directiva sin distinguir, como hace la regulación actual, aquéllos consumidores acogidos a precios regulados de los que han contratado con comercializadoras en el mercado libre. Es decir, se debería hacer extensiva a todos a

¹³ 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.

los consumidores domésticos las medidas de protección del consumidor que se apliquen a los consumidores que contraten los precios voluntarios para el pequeño consumidor, tanto en lo relativo a la transparencia de las condiciones contractuales como a la información en general y a los procedimientos de resolución de conflictos (como se recoge en la propuesta del apartado anterior). A su vez, si se considera necesario, se puede ofrecer una protección específica para aquellos consumidores que por sus características sociales, de consumo y poder adquisitivo requieran un tratamiento contractual específico.

Esta ampliación de derechos para todos los consumidores domésticos, con independencia de que se contrate en mercado libre o regulado tiene cabida en la redacción propuesta para el artículo 43.3. Por ello, se propone que se introduzca en el articulado de la Ley un principio general de igualdad de derechos de protección al consumidor para todos los consumidores finales domésticos o categoría equivalente que se defina (baja tensión, etc.) ya que se trata de un servicio de interés económico general, considerado esencial para la sociedad. A este respecto debe recordarse también que lo que suscriben los consumidores domésticos es un contrato de adhesión y debería utilizarse un contrato normalizado, como sucede en el Reino Unido, con el contenido propuesto en el Informe 18/2011 de la CNE de 3 de junio de 2011 (páginas 96 y 97)¹⁴. Para ello se propone la siguiente redacción alternativa:

“Reglamentariamente se establecerán, por las Administraciones Públicas competentes, medidas de protección al consumidor que deberán recogerse en las condiciones contractuales para los contratos de suministro de los comercializadores con aquellos consumidores que por sus características de consumo o condiciones de suministro requieran un tratamiento contractual específico con independencia de que hayan contratado en régimen de libre mercado o de precios voluntarios para el pequeño consumidor”.

El primer inciso del párrafo segundo del artículo 43.3 del Anteproyecto establece (como en la Ley vigente, el artículo 44.5 segundo párrafo) que *“reglamentariamente se establecerán los mecanismos de contratación y las condiciones de facturación de los suministros incluyendo los procedimientos de cambio de suministrador, que se realizará en el plazo de tres semanas y de resolución de reclamaciones”*.

¹⁴ En el Informe 18/2011 se señala que el contrato de suministro de contener la siguiente información:

- *Una clara identificación del suministrador: Distribuidor para el contrato ATR, Comercializador para el SUR y Comercializador para el contrato de suministro en el libre mercado, con más concreción que la mera visualización del logo corporativo del grupo empresarial.*
- *El derecho del consumidor a conocer el contenido del contrato antes de su suscripción. En este sentido, debería exigirse a las empresas suministradoras a publicitar en su web accesible al consumidor el texto estandarizado de estos contratos.*
- *Una información precisa sobre ámbito del servicio y las responsabilidades atribuibles al suministrador en cada caso.*
- *Una información precisa sobre el nivel calidad del servicio esperable en el punto de suministro, especialmente en sus aspectos técnicos y de continuidad. Igualmente, sobre los derechos que asisten al consumidor en este ámbito de la calidad en sus contenidos técnico y de atención comercial, y especialmente cuando los niveles de calidad asignables al perfil del consumidor son incumplidos.*
- *Una referencia precisa para proceder en caso de conflicto o reclamación, indicándose los pasos a seguir e instituciones —suministrador, administración o instancia judicial— a la que acudir.”*

Debería concretarse, al menos en los desarrollos reglamentarios, tanto el plazo de cambio de suministrador correspondiente al comercializador como al distribuidor para cumplir con la obligación de realizar el cambio de suministrador en el plazo de tres semanas, como precisar normativamente las exigencias de calidad en la atención al consumidor exigibles a las comercializadoras, incluyéndose en dichas exigencias, la concreción de plazos y consecuencias jurídicas del incumplimiento de las mismas.

Por lo que respecta al plazo de tres semanas en relación a los procedimientos de cambio de suministrador, hay que señalar que la Directiva 2009/72/CE, en su apartado 5 del Artículo 3 del capítulo II, establece que:

“5. Los Estados miembros garantizarán que:

*a) en caso de que un cliente, en el respeto de las condiciones contractuales, desee cambiar de proveedor, el cambio se efectúe **en un plazo de tres semanas por parte del gestor o gestores de que se trate,***

Asimismo, en el anexo I sobre medidas de protección al consumidor:

*“j) Reciban la liquidación de la cuenta después de cualquier cambio de suministrador de electricidad, **en el plazo de seis semanas como máximo** a partir de la fecha en que se produzca el cambio de suministrador.”*

El Anteproyecto de Ley propone en su artículo 43 dentro del Capítulo I del Título VIII sobre Suministro a los usuarios y gestión de la demanda eléctrica lo siguiente:

“Artículo 43. Suministro

3. [...] reglamentariamente se establecerán los mecanismos de contratación y las condiciones de facturación de los suministros, incluyendo los procedimientos de cambio de suministrador, que se realizará en un plazo de tres semanas, y de resolución de reclamaciones. (...)”

Esta Comisión, a la vista de las competencias que la Directiva 2009/72/CE confiere a los Reguladores Nacionales, considera que la referencia del precepto anterior a las Administraciones Públicas en General, debe entenderse sin perjuicio de las funciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Asimismo, el Anteproyecto de Ley establece que las empresas distribuidores (artículo 40.n) y las empresas comercializadoras (apartado p del artículo 46), cumplirán con los plazos que se establezcan reglamentariamente en relación con los cambios de suministrador.

Esta Comisión, en informes anteriores, ha puesto de manifiesto¹⁵ que es necesaria una revisión total de la normativa de cambio de comercializador para hacerla compatible con

¹⁵ Véanse los siguiente informes de la CNE:

Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2008-2010 y Avance 2011.

Informe Sobre la propuesta de OCSUM GTP – Propuestas para el desarrollo normativo plazos RD-L 13/2012.

Informe 34/2011 de la CNE solicitado por la Secretaría de Estado de Energía sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de

las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento europeo en lo relativo a plazos regulados y definición de obligaciones por parte de los agentes. Asimismo, esta Comisión interpreta que el plazo máximo de tres semanas para el cambio de suministrador afecta a la tramitación que es responsabilidad del distribuidor y que debe computarse desde el momento que el comercializador presenta la solicitud; pero que también se debe establecer un plazo para la tramitación que debe realizar el comercializador una vez firmado el contrato.

En línea con lo dicho anteriormente, queda para desarrollo reglamentario las actuaciones necesarias por parte de los comercializadores y distribuidores para cumplir con la obligación de realizar el cambio de suministrador en el plazo de tres semanas. Sin embargo, el Anteproyecto de Ley **no hace referencia respecto de la medida de protección al consumidor de recibir la liquidación de la cuenta después de cualquier cambio de suministrador de electricidad en el plazo de seis semanas como máximo.** Ahora bien, aunque el nuevo apartado 44.1 perfectamente permitiría determinar reglamentariamente el derecho de recibir la liquidación en plazo de seis semanas, sería conveniente incluir este plazo del mismo modo que se incluye el plazo de tres semanas para el cambio de suministrador (en el siguiente apartado se recoge la propuesta de modificación del artículo 44.1 a este respecto).

En su segundo inciso, el artículo 43.3 del Anteproyecto dispone que “[...] A estos efectos, se considerará el establecimiento de puntos de contacto únicos a tenor de lo establecido en la Disposición Adicional Octava de la Ley 3/2013, de creación de la CNMC para ofrecer a los consumidores toda la información necesaria relativa a sus derechos, a la legislación en vigor y a los procedimientos de resolución de conflictos de que disponen en caso de litigio.” Esta redacción coincide con la actual Ley del Sector Eléctrico (en virtud de las modificaciones introducidas por el Real Decreto Ley 13/2012), con la salvedad de que el Ministerio, por virtud de la disposición adicional octava de la Ley 3/2013 asume las funciones.

En cuanto al apartado cuarto del artículo 43 establece que “*Sin perjuicio de las competencias que correspondan a las Comunidades Autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla y sin perjuicio del establecimiento por los prestadores de sistemas propios de tramitación de reclamaciones que se ajusten a lo dispuesto en la Recomendación 2001/310/CE, de la Comisión, de 4 de abril de 2011 relativa a los principios aplicables a los órganos extrajudiciales de resolución consensual de litigios en materia de consumo, se preverá reglamentariamente la posibilidad de acudir al sistema arbitral de consumo para la resolución de tales reclamaciones.*”

Se propone suprimir el apartado 4 del artículo 43 dado que se ha propuesto regular este aspecto en un artículo independiente.

Por otra parte, a efectos de la supervisión de la protección al consumidor, véanse, a estos efectos, lo establecido en el artículo 36 g) “*asegurar el beneficio de los clientes mediante el funcionamiento eficiente de sus mercados nacionales, promover una competencia*

efectiva y contribuir a garantizar la protección del consumidor” y h) “contribuir a alcanzar un alto nivel de servicio universal y público en lo que se refiere al suministro de electricidad; contribuir a la protección de los clientes vulnerables y a la compatibilidad de los procesos necesarios de intercambio de datos para que los clientes cambien de suministrador”, así como el artículo 37 n) “contribuir a garantizar, junto con otras autoridades pertinentes, la efectividad y aplicación de las medidas de protección de los consumidores, incluidas las establecidas en el anexo”.

Por ello se propone añadir el siguiente apartado:

“La Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia supervisará la efectividad y la aplicación de las medidas de protección a los consumidores y podrá dictar resoluciones jurídicamente vinculantes tendentes al cumplimiento de las mismas”

4.9.3 Derechos y obligaciones de los consumidores en relación con el suministro (artículo 44)

En el apartado 1 se establecen los derechos y en el apartado 3 las obligaciones de los consumidores en relación con el suministro.

En cuanto a los derechos de los consumidores se establece que los consumidores tendrán derecho a la conexión y acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan, permitiendo la modalidad de suministro con autoconsumo en los términos que se regulen reglamentariamente¹⁶. Tendrán derecho asimismo a realizar las adquisiciones de energía (apartado b) y a elegir suministrador (apartado c).

El precepto aclara que en cuanto a la elección del suministrador, el consumidor tiene derecho a contratar el suministro con las correspondientes empresas de comercialización (incluido, en su caso, con las empresas comercializadoras de referencia al PVPC que se determine mediante Orden Ministerial) o con otros sujetos del mercado de producción (consumidores directos en mercado).

En el caso de contratar el suministro a través de un comercializador, esta Comisión sostiene que la obligación de pago de peaje al distribuidor por parte del comercializador está claramente establecida en la Ley, sin que en la Ley esté prevista excepción alguna. Para reforzar este argumento, debería aclararse que el comercializador será responsable del pago de peajes frente al distribuidor con independencia del modo de representación adoptado y con independencia también del pago o no del suministro por parte del consumidor final. A tal fin se propone la siguiente redacción en el artículo 44.c.1:

Artículo 44.c.1º: *“Las correspondientes empresas de comercialización. En este caso podrán contratar la energía y el acceso a través del comercializador. Con independencia del modo de representación elegido, el comercializador será responsable frente al distribuidor, en todo*

¹⁶ Se podría suprimir de este apartado a) la expresión “por el Gobierno”.

caso, del cumplimiento de la obligación prevista en el apartado d) del artículo 46.1 de la presente Ley”.

De forma consistente, se hacen propuestas de redacción de los artículos 46.1.d, 62.4 y 63.3 que se recogen en sus respectivas secciones.

Por otra parte, en el apartado 1.c) 2º debe contemplarse la posibilidad de que el consumidor esté conectado a las redes de transporte, de acuerdo con el siguiente texto:

*“Artículo 44. Derechos y obligaciones de los consumidores en relación con el suministro.
[...]
2º. Otros sujetos del mercado de producción. Estos consumidores directos en mercado contratarán la energía en el mercado de producción y el correspondiente contrato de acceso a las redes directamente con el distribuidor al que están conectadas sus instalaciones, o con el distribuidor de la zona en caso de estar conectado a la red de transporte.”*

A continuación se introduce en la letra d) el derecho de los consumidores a ser atendidos en condiciones no discriminatorias en las solicitudes de nuevos suministros eléctricos y en la ampliación de los ya existentes. Este derecho aplica a todos los consumidores que en el artículo 3 g) se definen como *“las personas físicas o jurídicas que adquieren energía para su propio consumo”*, sin más distinciones.

La letra e) introduce el derecho a recibir el servicio con los niveles de seguridad, regularidad y calidad que se determinen reglamentariamente, en línea con las previsiones del artículo 3.2 y 3.3 (obligaciones de servicio público y protección al cliente) de la Directiva 2009/72/CE.

La letra f) recoge el derecho de todos los consumidores de suministro a unos precios fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios. Este derecho viene recogido en la Directiva 2009/72/CE únicamente en relación con los consumidores domésticos, mientras que la redacción propuesta en el Anteproyecto de Ley extiende este derecho a todos los consumidores, lo que se considera adecuado.

La letra g) del artículo 44.1 recoge el derecho a recibir información transparente sobre los precios y condiciones generales aplicables al acceso y suministro de energía eléctrica. A estos efectos, recibirá las facturaciones con el desglose que se determine reglamentariamente.

En la letra i) del artículo 44.1 se propone la siguiente la siguiente modificación:

“Artículo 44.1.i) “Disponer de procedimientos 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~~”

En relación a los derechos de los consumidores, se aprecia cierta dispersión en su regulación por el Anteproyecto. Adicional, este precepto recoge sólo parcialmente las previsiones de la Directiva por lo que se propone que, al igual que se ha incluido para gas en la LSH, recoger todos los derechos de los consumidores en un único precepto, se propone la siguiente redacción del artículo 44:

“1. Los consumidores tendrán los siguientes derechos, y los que reglamentariamente se determinen, en relación al suministro:

a) A la conexión y acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno.

Los consumidores no podrán estar conectados directamente a un sujeto productor salvo a través de una línea directa y en los casos que reglamentariamente se establezcan para la aplicación de las modalidades de suministro con autoconsumo.

b) Realizar las adquisiciones de energía eléctrica en los términos previstos en la normativa de aplicación.

c) A un contrato con el prestador del servicio de electricidad en el que se especifique:

- la identidad y la dirección del suministrador;

- los servicios prestados, el nivel de calidad propuesto y el plazo para la conexión inicial;

- el tipo de servicio de mantenimiento propuesto;

- la forma de obtener información actualizada sobre todas las tarifas aplicables y los gastos de mantenimiento;

- la duración del contrato, las condiciones para la renovación y la terminación de los servicios y del contrato y, cuando esté permitido, la resolución del contrato sin costes;

- los acuerdos de compensación y reembolso aplicables si no se cumplen los niveles de calidad contratados, incluida la facturación incorrecta y retrasada;

- el método para iniciar un procedimiento de resolución de conflictos de conformidad con lo dispuesto en la letra f);

- la información sobre los derechos de los consumidores, inclusive la relativa a la tramitación de las reclamaciones y toda la información mencionada en la presente letra, claramente comunicada mediante las facturas o los sitios de Internet de las empresas de electricidad.

Las condiciones serán equitativas y se darán a conocer con antelación. En cualquier caso, esta información deberá comunicarse antes de la celebración o confirmación del contrato.

Cuando los contratos se celebren a través de intermediarios, la información antes mencionada se comunicará asimismo antes de la celebración del contrato.

d) Ser debidamente avisados de cualquier intención de modificar las condiciones del contrato e informados de su derecho a rescindir el contrato cuando reciban el aviso. Los comercializadores notificarán directamente a sus clientes cualquier aumento de los precios, en el momento adecuado y no más tarde de un período normal de facturación después de que haya entrado en vigor el aumento, de forma transparente y comprensible. Los clientes podrán rescindir el contrato sin coste alguno si no aceptan las nuevas condiciones que les haya notificado su comercializador de electricidad.

e) Poder escoger libremente el modo de pago, de forma que no se produzca ninguna discriminación indebida entre consumidores. Los sistemas de pago anticipado serán justos y reflejarán adecuadamente el consumo probable. Cualquier diferencia en las condiciones reflejará los costes que suponen para el proveedor los distintos sistemas de pago. Las condiciones generales serán equitativas y transparentes. Se explicarán en un lenguaje claro y comprensible y no incluirán obstáculos no contractuales al ejercicio de los derechos de los clientes, por ejemplo, una documentación contractual excesiva. Se protegerá a los clientes contra los métodos de venta abusivos o equívocos.

ef) Elegir su suministrador, pudiendo contratar el suministro con:

1º Las correspondientes empresas de comercialización. En este caso, podrán contratar la energía y el acceso a través del comercializador. Con independencia del modo de representación elegido, el comercializador será responsable frente al distribuidor, en todo caso, del cumplimiento de la obligación prevista en el apartado d) del artículo 46.1 de la presente Ley.

Los consumidores a los que se refiere el artículo 43.2, tendrán derecho además a contratar el precio voluntario para el pequeño consumidor o la tarifa de último recurso, según corresponda, con empresas comercializadoras de referencia al precio que se determine mediante orden ministerial.

2º Otros sujetos del mercado de producción. Estos consumidores directos en mercado contratarán la energía en el mercado de producción y el correspondiente contrato de acceso a las redes directamente con el distribuidor al que están conectadas sus instalaciones.

dg) Ser atendidos en condiciones no discriminatorias en las solicitudes de nuevos suministros eléctricos y en la ampliación de los existentes.

eh) Recibir el servicio con los niveles de seguridad, regularidad y calidad que se determinen reglamentariamente.

fi) Ser suministrados a unos precios fácil y claramente comparables, transparentes y no discriminatorios.

gj) 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.

hk) Realizar el cambio de suministrador sin coste alguno y en los plazos legal y reglamentariamente establecidos.

il) Disponer de procedimientos 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.

m) Tener a su disposición sus datos de consumo, incluidos los de consumo en tiempo real, y poder, mediante acuerdo explícito y gratuito, dar acceso a los datos de medición a cualquier empresa de suministro registrada. La parte encargada de la gestión de datos estará obligada a facilitar esos datos a la empresa, utilizando los formatos y procedimientos desarrollados reglamentariamente. No podrán facturarse al consumidor costes por este servicio.

n) Estar informados adecuadamente del consumo real de electricidad y de los costes correspondientes con una frecuencia que les permita regular su propio consumo de electricidad. La información se facilitará con el tiempo suficiente, teniendo en cuenta la capacidad del equipo de medición del cliente y el producto eléctrico de que se trate. Habrá de tenerse debidamente en cuenta la rentabilidad de dichas medidas. No podrán facturarse al consumidor costes adicionales por este servicio.

ñ) Recibir la liquidación de la cuenta después de cualquier cambio de suministrador de electricidad, en el plazo de seis semanas como máximo a partir de la fecha en que se produzca el cambio de suministrador.

o) Disponer de un servicio de asistencia telefónica facilitado por el distribuidor al que estén conectados sus instalaciones, en funcionamiento las veinticuatro horas del día, al que puedan dirigirse ante posibles incidencias de seguridad en las instalaciones. Dicho número deberá figurar claramente identificado en las facturas y en todo caso será facilitado por el comercializador al consumidor.

2. Reglamentariamente se establecerán los límites a la aplicación de los derechos establecidos en el apartado anterior, entre otros, en el caso de consumidores que estén en situación de impago.

Los consumidores tendrán las siguientes obligaciones, además de las que reglamentariamente se determinen, en relación al suministro:

Garantizar que las instalaciones y aparatos cumplen los requisitos técnicos y de seguridad establecidos en la normativa vigente, garantizando el acceso a los mismos en los términos que se determinen.

Contratar y efectuar el pago de los suministros, de acuerdo a las condiciones establecidas en la normativa.

Permitir al personal autorizado por la empresa distribuidora la entrada en el local o vivienda a que afecta el servicio contratado en horas hábiles o de normal relación con el exterior, para realizar las actuaciones propias de distribuidor.”

El Artículo 44.1 del Anteproyecto de Ley, en su letra h) establece el derecho a realizar el cambio de suministrador sin coste alguno y en los plazos legal y reglamentariamente establecidos, lo que se valora positivamente por la CNE si bien se insiste en la necesidad de desarrollo reglamentario.

A estos efectos, y sin perjuicio de lo que establezca la normativa en materia de defensa del consumidor, se reiteran las recomendaciones de “Mejora de la regulación y supervisión de los procesos de cambio de suministrador” realizadas en anteriores informes de la CNE, y, en particular, en el Informe 35/2012 CNE.

El apartado 44.2 señala que reglamentariamente se determinarán los límites a la aplicación de los derechos establecidos en el apartado anterior, entre otros, en el caso de consumidores que estén en situación de impago. A este respecto, esta Comisión ya incluyó una propuesta¹⁷ sobre la relación entre el pago y la suspensión de suministro que trataba una serie de aspectos en detalle como son las comunicaciones fehacientes con el consumidor, los plazos de inicio de la suspensión, plazos para ejecutar la suspensión por parte del distribuidor o la responsabilidad de la energía en caso de incumplimiento del corte. Asimismo hay que señalar que existen situaciones de impago que se mantienen en el tiempo debido a que al distribuidor no le es posible acceder a las viviendas para realizar la suspensión del servicio. Por ello, en dicho informe de la Comisión ya se proponía incluir la obligación, a los consumidores, para permitir la entrada en el local o vivienda a que afecta el servicio contratado, al personal de la distribuidora para realizar las actuaciones propias de distribuidor. Esta obligación se encuentra incluida en el anteproyecto en su apartado 44.3 c), lo que se considera adecuado.

Por otra parte, el artículo 26.1.b del Anteproyecto de ley establece entre los derechos de los productores de energía eléctrica, contratar la venta o adquisición de energía eléctrica. Asimismo, el artículo 44.1.c.2º establece que los consumidores directos en mercado contratarán la energía en el mercado de producción. Por tanto, los productores de energía eléctrica y los consumidores directos en mercado también son agentes que participan en los mercados mayoristas de energía y están sometidos al cumplimiento de las obligaciones y prohibiciones establecidas en el Reglamento (UE) Nº 1227/2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).

En este sentido, algunos potenciales incumplimientos de los productores de energía eléctrica y los consumidores directos en mercado, al actuar en los mercados mayoristas de energía, podrían derivarse del incumplimiento de Reglamentos europeos. Concretamente, y en relación con REMIT, las autoridades reguladoras nacionales garantizarán que se apliquen las prohibiciones y obligaciones establecidas en dicho reglamento (artículo 13) e impondrán las sanciones derivadas del incumplimiento de dicho reglamento (artículo 18).

¹⁷ Véanse la sección 6.4.3 Pago y suspensión del suministro del “Informe 34/2011 de la CNE solicitado por la Secretaría de Estado de Energía sobre el proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 1955/200, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.” (páginas 102 a 109). y el Informe sobre los documentos de OCSUM “GTP – Análisis anomalías y fraudes” y “GTP – Propuesta modificación art. 7.2 RD 1164/2001”.

Análogamente, se propone incluir una nueva obligación para los consumidores directos en mercado (nuevo apartado d) en el artículo 44.3), señalando que dichos agentes pondrán a disposición de la CNMC la información necesaria al objeto de la supervisión del cumplimiento de los Reglamentos europeos y en particular de REMIT, con el siguiente redactado:

“d) Poner a disposición de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información que ésta le solicite al objeto de supervisar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los Reglamentos europeos y en particular del Reglamento (UE) Nº 1227/2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía”.

4.9.4 Consumidores vulnerables (artículo 45)

El artículo 45 recoge la definición de consumidores vulnerables, el bono social y su financiación. En el artículo 45.1, se define a los consumidores vulnerables de la siguiente manera: *“Serán considerados como consumidores vulnerables los consumidores de electricidad que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen. En todo caso se circunscribirá a personas físicas en su vivienda habitual. La definición de los consumidores vulnerables y los requisitos que deben cumplir, así como las medidas a adoptar para este colectivo, se determinarán reglamentariamente por el Gobierno”.*

Tanto en el Informe 18/2011 como en el 34/2011, la CNE argumentó que la Directiva 2009/72/CE deja a cada Estado Miembro la definición de cliente vulnerable, matizando que *“podrá referirse a la pobreza energética y, entre otras cosas, a la prohibición de desconexión de la electricidad a dichos clientes en períodos críticos”.* Por ello, esta Comisión consideró que la definición de consumidor vulnerable debería estar ligada a criterios de renta del beneficiario, y debería abarcar a la población que realmente necesite medidas de apoyo, lo que constituye un grupo de población más reducido que el que tiene derecho al bono social actualmente (ya que algunos pequeños suministros o algunas familias numerosas no se encontrarían incluidos). En este sentido, el artículo 2 del Real Decreto Ley 6/2009 estableció con carácter transitorio los requisitos hoy vigentes para acceder al bono social, en tanto que se estableciera *“un umbral referenciado a un indicador de renta per cápita familiar”.* Para la aplicación de este criterio, únicamente sería necesario requerir junto con los requisitos que se determinen para optar al bono social, la información necesaria relativa a la renta del titular del contrato, exigiendo en la normativa, un cierto umbral para poder acceder al mismo.

Por último, dada la entrada en vigor de Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, por la que se extingue la Comisión Nacional de Energía en el momento de constitución de la citada Comisión, y sin perjuicio del régimen transitorio que regula el ejercicio de las funciones por parte de ésta última, procede eliminar la referencia a la Comisión Nacional de Energía contenida en párrafo tercero del artículo 45.4.

4.9.5 Obligaciones y derechos de las empresas comercializadoras en relación al suministro (artículo 46)

El artículo 46 recoge en un único artículo las obligaciones de los comercializadores en relación al suministro ya existentes en la normativa actual, a las que se añaden explícitamente la de *“Atender sus obligaciones de pago frente al sistema eléctrico en los plazos que se establezcan”* (artículo 46.1.f) y *“Formalizar los contratos de suministro con los consumidores de acuerdo a la normativa en vigor que resulte de aplicación. Asimismo, realizar las facturaciones a sus consumidores de acuerdo a las condiciones de los contratos que hubiera formalizado y con el desglose que se determine”* (artículo 46.1.g).

El Real Decreto 1718/2012¹⁸ regula la lectura y facturación de consumidores acogidos a la tarifa de último recurso (artículo 2) y de consumidores que contratan su suministro a través de una comercializadora en mercado libre (artículo 3). En este sentido, se propone la siguiente redacción alternativa al apartado 46.1.g:

“Formalizar los contratos de suministro con los consumidores de acuerdo a la normativa en vigor que resulte de aplicación. Asimismo, realizar las facturaciones a sus consumidores de acuerdo a las condiciones de los contratos que hubiera formalizado, en los términos que se establezcan en las disposiciones reglamentarias de desarrollo de esta Ley, y con el desglose que se determine” (artículo 46.1.g).

El apartado 46.1.d establece la obligación de los comercializadores de “contratar y abonar el peaje de acceso correspondiente a la empresa distribuidora. Se propone la siguiente redacción de dicho apartado para aclarar que el pago de peajes debe hacerse con independencia de la mora del consumidor final:

“d) Contratar y abonar el peaje de acceso correspondiente a la empresa distribuidora a partir de los datos de facturación, con independencia de su cobro del consumidor final”.

El apartado 46.1.l establece la obligación de los comercializadores de *“tener a disposición del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Comisión Europea, a efectos del cumplimiento de sus cometidos respectivos, durante al menos cinco años, los datos sobre todas las transacciones de los contratos de suministro de electricidad y los derivados relacionados con la electricidad suscritos con los clientes mayoristas y los gestores de redes de transporte, de acuerdo con lo que reglamentaria se determine.[...]”*. Esta obligación se estableció en el Real Decreto-ley 13/2012¹⁹, incorporando los comentarios dado por esta CNE en su informe 18/2011²⁰, en particular, mencionar a la Comisión Europea como uno de los organismos que pueden acceder a estos registros, y añadir los párrafos segundo y terceros referidos a las entidades que entran en el ámbito de la Ley 24/1998, de 28 de julio, del mercado de valores.

¹⁸ Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW.

¹⁹ Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

²⁰ Informe 18/2011 de la CNE sobre el Anteproyecto de Ley por el que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico. Páginas 72 a 75.

El apartado 46.1.n recoge la obligación establecida en el Real Decreto ley 13/2012 de “*informar a sus clientes sobre sus derechos respecto de las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigio*”, añadiendo el siguiente párrafo a dicho apartado:

“A estos efectos las empresas comercializadoras deberán ofrecer a sus consumidores, la posibilidad de solucionar sus conflictos a través de una entidad de resolución alternativa de litigios en materia de consumo, que cumpla los requisitos establecidos por la Directiva 2013/11/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de mayo de 2013 y en las disposiciones nacionales de transposición. Dichas entidades habrán de ser acreditadas como tales por la autoridad competente”.

Esta Comisión valora favorablemente la obligación de que las comercializadoras ofrezcan a sus consumidores la posibilidad de solucionar sus conflictos a través de esta entidad de resolución alternativa de litigios. Esta Comisión ha propuesto un nuevo artículo en el Anteproyecto que establece los principios básicos del procedimiento previsto a tal fin. Sobre la resolución de conflictos a través de una entidad de resolución alternativa de litigios, esta Comisión se ha pronunciado anteriormente en los siguientes términos:

- En el Informe de Seguimiento de la Competencia²¹, la CNE propuso el “*Fomento del sistema arbitral de consumo²² como mecanismo de resolución de las reclamaciones de los consumidores [...] La utilización del Sistema Arbitral de Consumo permitiría resolver extrajudicialmente los conflictos que surjan entre los consumidores y los suministradores de gas y electricidad, con carácter vinculante y ejecutivo para ambas partes. Por otra parte, se trata de un servicio gratuito para las partes que sólo deben costear, en determinados supuestos, la práctica de peritajes*”.
- En el informe sobre el Sector Energético Español²³, la CNE propuso “*se podría regular estableciendo la obligación de los comercializadores de ofrecer a sus clientes (domésticos) la posibilidad acudir a un mecanismo de resolución extrajudicial de reclamaciones que se ajuste a los principios establecidos en la Recomendación 98/257/CE de la Comisión, de 30 de marzo de 1998. De esta manera se permite al comercializador elegir entre el Sistema Arbitral de Consumo o cualquier otro sistema arbitral que cumpla con la recomendación europea*”.
- Por último, en el Informe 35/2012²⁴, entre las propuestas planteadas por esta Comisión encaminadas a asegurar la protección de los derechos de los

²¹ Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad. Periodo 2008-2010 y avance 2011. CNE, 13 de septiembre de 2012. Páginas 41 a 42.

²² El Sistema Arbitral de Consumo es el instrumento que las Administraciones Públicas ponen a disposición de los ciudadanos para resolver de modo eficaz los conflictos y reclamaciones que surgen en las relaciones de consumo, toda vez que la protección de los consumidores y usuarios exige que éstos dispongan de mecanismos adecuados para resolver sus reclamaciones. La ley define el Sistema Arbitral de Consumo como el sistema extrajudicial de resolución de conflictos entre los consumidores y usuarios y los empresarios o profesionales a través del cual, sin formalidades especiales y con carácter vinculante y ejecutivo para ambas partes, se resuelven las reclamaciones de los consumidores y usuarios, siempre que el conflicto no verse sobre intoxicación, lesión o muerte o existan indicios racionales de delito.

²³ Informe sobre el Sector Energético Español. Parte V. Medidas sobre los mercados minoristas de gas y electricidad. 7 de marzo de 2012. Página 20.

²⁴ Informe 35/2012 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primeras de las instalaciones del régimen especial.

consumidores y fomentar la transparencia y participación activa de los consumidores en el mercado, se incluye el “*fomento del sistema arbitral de consumo como mecanismo de resolución de las reclamaciones de los consumidores, si bien teniendo en cuenta su carácter voluntario para las empresas*”.

El apartado 46.1.o regula con mayor detalle la obligación ya introducida por el Real Decreto-ley 13/2012 de poner a disposición de los consumidores finales un servicio de atención a sus quejas, reclamaciones e incidencias, solicitudes de información o comunicaciones. El texto siguiente muestra el contenido del apartado 46.1.o, subrayando el texto incluido en el Anteproyecto de Ley adicional al introducido en el Real Decreto-ley 13/2012:

o) Para el suministro a consumidores finales deberán disponer de un servicio de atención a sus quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones, poniendo a su disposición una dirección postal, un servicio de atención telefónica y un número de teléfono, ambos gratuitos, y un número de fax o una dirección de correo electrónico al que los mismos puedan dirigirse directamente. Los prestadores comunicarán su dirección legal si ésta no coincide con su dirección habitual para la correspondencia.

La empresa comercializadora no podrá derivar el teléfono gratuito mencionado en el párrafo anterior puesto a disposición de los consumidores a números que impliquen un coste para los clientes, ya sea vía telefónica, mediante mensajes de texto u otros análogos para la atención de quejas, reclamaciones e incidencias. El servicio de atención al cliente en ningún caso proporcionará ingresos adicionales a la empresa a costa del cliente.

Los números especiales 901 y 902 que publiciten las empresas para que los consumidores y usuarios soliciten información con carácter general sobre los servicios ofertados o publicitados, deberán ir acompañados de los correspondientes números de telefonía fijos asociados a aquellos, en todos los soportes de información comercial que manejen, debiendo figurar estos números en el mismo emplazamiento que los números a los que están asociados y en el mismo tamaño y tipo de letra.

En primer lugar, en relación a las obligaciones sobre la atención al cliente a través de teléfonos gratuitos, se considera que en el sector eléctrico debería resultar de aplicación lo que se establezca con carácter general para el resto de servicios, en la Ley general para la Defensa de los Consumidores y Usuarios. Esta Ley actualmente se encuentra en tramitación con objeto de trasponer la Directiva 2011/83/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2011, sobre los derechos de los consumidores. En estas disposiciones se hace referencia a que el uso de la línea telefónica no supondrá para el consumidor un coste superior a la tarifa básica.

De los cambios introducidos, se puede señalar lo siguiente:

- En primer lugar, al referirse al “servicio contratado u ofertado” esta Comisión entiende que este servicio de atención telefónica y número de teléfono gratuito aplica tanto a los clientes existentes como a los consumidores que todavía no son clientes pero que podrían estar interesados en los servicios que presta dicho comercializador.

- En segundo lugar, esta Comisión considera que la gratuidad del servicio de atención telefónica y número de teléfono se extiende, no sólo a la atención de quejas y reclamaciones, sino también a las “incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones”, en este sentido,
 - el Anteproyecto de Ley elimina la obligación establecida en la disposición transitoria vigésima (consumidores vulnerables) de la Ley 54/1997, introducida por el Real Decreto-ley 13/2012, de que “*las empresas comercializadoras deberán poner a disposición de los consumidores un servicio de atención telefónica y un número de teléfono, ambos gratuitos, para atender las solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro*”, dado que se considera incluida esta obligación para consumidores vulnerables en la obligación genérica del artículo 45.1 apartado “o” del Anteproyecto de Ley.
 - Asimismo, refuerza esta posición el hecho de que, a diferencia de lo establecido en el Real Decreto-ley 13/2012, la regulación del servicio de atención a quejas, reclamaciones e incidencias, solicitudes de información o comunicaciones se regule en un apartado diferente (apartado 46.1.o) al correspondiente a la información respecto a los derechos respecto de las vías de solución de conflictos (apartado 46.1.n).

Esta Comisión valora favorablemente el que se regule con mayor detalle el servicio de atención a los clientes dado que la obligación establecida en el Real Decreto-ley 13/2012 generó distintas interpretaciones por parte de los comercializadores: algunos comercializadores establecieron un teléfono gratuito de atención al cliente para realizar todo tipo de gestiones, mientras que otros comercializadores han establecido un teléfono gratuito únicamente para atender reclamaciones. Esta distinta interpretación de la obligación establecida por el Real Decreto-ley 13/2012 se puede observar en el listado de teléfonos de atención al cliente de los comercializadores de gas como de electricidad que publica la CNE en su web²⁵.

Esta Comisión propone, de forma consistente a lo establecido en el artículo 81.2.n de la Ley de Hidrocarburos, la siguiente redacción en el primer párrafo del apartado 46.1.o del Anteproyecto de Ley:

o) Para el suministro a consumidores finales deberán disponer de un servicio de atención a sus quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones, poniendo a su disposición una dirección postal, un servicio de atención telefónica y un número de teléfono, ambos gratuitos, y un número de fax o una dirección de correo electrónico al que los mismos puedan dirigirse directamente. Dicho sistema de comunicación electrónica, deberá emitir de forma automatizada un acuse de recibo con indicación de la fecha, hora y número de solicitud, de manera que exista una seguridad de que la solicitud del ciudadano ha tenido entrada. Los prestadores comunicarán su dirección legal si ésta no coincide con su dirección habitual para la correspondencia.

Tal y como se señaló en el Informe 18/2011, esta Comisión propone añadir al final de este apartado, el siguiente párrafo:

²⁵ <http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/ListComerGasTelfs08072013B.pdf>;
<http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/ListComerEleTelfs11072013.pdf>

El servicio de atención a los consumidores que establezcan las empresas comercializadoras deberá adecuarse, en todo caso, a los parámetros mínimos de calidad establecidos en la legislación de defensa de los consumidores y usuarios.

Adicionalmente se sugieren los siguientes cambios en la redacción en el segundo párrafo:

La empresa comercializadora no podrá derivar el teléfono gratuito mencionado en el párrafo anterior puesto a disposición de los consumidores a números que impliquen un coste para los ~~clientes~~ consumidores, ya sea vía telefónica, mediante mensajes de texto u otros análogos para la atención de quejas, reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones. El servicio de atención al ~~cliente~~ consumidor en ningún caso proporcionará ingresos adicionales a la empresa a costa del ~~cliente~~ consumidor.

Por otra parte, la obligación o) establece de forma específica y sólo para los números de teléfono 901 y 902, que deba publicitar el número de teléfono fijo asociado con el fin de evitar costes adicionales en los que incurran cuando deseen realizar comunicaciones como los comercializadores no asociados a reclamación. Si bien se considera oportuna esta medida, teniendo en cuenta que estos teléfonos llevan aparejada un teléfono fijo asociado, parece excesivamente específico, que se limite a los números 901 y 902, ya que si en el futuro la normativa específica de teléfonos de tarificación especial evoluciona en otro sentido, este articulado se quedaría vacío de contenido. Por ello se propone dar una redacción más amplia para que dé cabida a la posible evolución futura de los números de tarificación especial o adicional:

“Artículo 46. Obligaciones de los comercializadores [...]

m) [...] Los números ~~especiales 901 y 902~~ de tarificación especial o adicional que publiciten las empresas para que los consumidores y usuarios soliciten información con carácter general sobre los servicios ofertados o publicitados, deberán ir acompañados de los correspondientes números de telefonía ~~fijos con prefijo provincial~~ asociados a aquellos, en todos los soportes de información comercial que manejen, debiendo figurar estos números en el mismo emplazamiento que los números a los que están asociados y en el mismo tamaño, color y tipo de letra”.

Por otra parte, esta Comisión valora favorablemente el que se haya incluido expresamente como infracción grave (artículo 63.a.25) el incumplimiento por parte de las empresas distribuidoras y comercializadoras de electricidad de las obligaciones de mantenimiento y correcto funcionamiento de un servicio de atención a las quejas, reclamaciones, incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones, que incluya un servicio de atención telefónica y número de teléfono, ambos gratuitos, así como de la aplicación de cualquiera de las medidas de protección al consumidor de acuerdo con lo establecido en la presente Ley y su normativa de desarrollo, en especial las relativas a los consumidores vulnerables.

Por último, tanto en el apartado 45.1.n (*resolución alternativa de litigios*) como en el apartado 45.1.o (*servicio de reclamación a sus quejas, reclamaciones e incidencias*), se establecen obligaciones a los comercializadores con respecto a todos los “consumidores finales”, es decir, sin establecer distinción entre domésticos y no domésticos. En este sentido cabe destacar que la Directiva 2009/72/CE, en particular, en su artículo 3 “Obligaciones de servicio público y protección del cliente”, establece que “Los Estados

miembros adoptarán las medidas oportunas para proteger a los clientes finales y, en particular, garantizarán una protección adecuada de los clientes vulnerables. [...] Al menos por lo que respecta a los clientes domésticos, estas medidas deberán incluir las que se enuncian en el anexo I (Medidas de protección al consumidor)”. Por tanto, en la definición de las obligaciones de los comercializadores, el Anteproyecto de Ley considera un enfoque global de “consumidor final” sin establecer distinciones entre cliente doméstico y no doméstico²⁶. Esta Comisión valora favorablemente que estas medidas de protección, apliquen de forma general a todos los consumidores finales de electricidad.

4.9.6 Gestión de la demanda (artículo 48)

En el artículo 48 se indica que las medidas que incentiven la eficiencia y el ahorro energético podrán dar lugar al reconocimiento de costes que tendrá la consideración de costes del sistema. Posteriormente se indica que, entre estas medidas se incluirá el servicio de interrumpibilidad. Sin embargo, la propuesta de Orden de interrumpibilidad remitida para informe de la CNE, considera que la financiación de este mecanismo debe realizarse a través del componente de energía y no a través de los costes del sistema. Por todo ello, se propone realizar la siguiente modificación en el texto:

“Artículo 48. Gestión de la demanda.

1. Las empresas eléctricas, los consumidores y el operador del sistema, en coordinación con otros agentes, podrán realizar y aplicar medidas que fomenten una mejora de la gestión de la demanda eléctrica y que contribuyan a la optimización de la curva de carga y/o a la eficiencia y ahorro energéticos.

Los consumidores, bien directamente o a través de comercializadores, podrán participar en los servicios de ajuste cuando cumplan los criterios que se establezcan regulatoriamente.

2. [...]

El cumplimiento de los objetivos previstos en dichas medidas podrá dar lugar al reconocimiento de los costes en que se incurra para su puesta en práctica, que ~~tendrán~~ podrán tener la consideración de costes del sistema. A los efectos de dicho reconocimiento las medidas deberán ser aprobadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de Mercados y de la Competencia y de las Comunidades Autónomas en su ámbito territorial.

Entre estas medidas se incluirá el servicio de interrumpibilidad gestionado por el operador del sistema”.

4.9.7 Incumplimientos de las empresas comercializadoras (artículo 49)

El artículo 44 de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, en su apartado 5, dispone que en caso de que un comercializador no cumpla algunas de las obligaciones establecidas en los párrafos a), b) y h)²⁷ a que hace referencia el artículo 45.1 de dicha Ley, o no cumpla

²⁶ De acuerdo con la Directiva, cliente doméstico es el cliente que compra electricidad para su consumo doméstico, excluidas las actividades comerciales o profesionales; mientras que cliente no doméstico es cualquier persona física o jurídica cuya compra de electricidad no esté destinada a su consumo doméstico; en esta definición se incluyen los productores y los clientes mayoristas;

²⁷ Artículo 44.5 a) Adquirir la energía necesaria para el desarrollo de sus actividades, realizando el pago de sus adquisiciones. b) Contratar y abonar el peaje de acceso correspondiente a la empresa distribuidora. h) Prestar, en su caso, las garantías que reglamentariamente correspondan por el peaje de acceso de sus

en los plazos que se establezcan otras obligaciones de pago frente al sistema eléctrico, el Ministro de Industria, Energía y Turismo determinará, previo trámite de audiencia y de forma motivada, objetiva y transparente, el traspaso de los clientes de dicho comercializador a un comercializador de último recurso, sin perjuicio de las sanciones que puedan derivarse.

La disposición adicional quinta del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, autoriza al Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo trámite de audiencia y de forma motivada, a transferir los clientes de una empresa comercializadora a un comercializador de último recurso en los casos en que dicha empresa comercializadora se encuentre incurso en un procedimiento de impago o no cuente con las garantías que resulten exigibles para el desarrollo de su actividad.

El artículo 49 del Anteproyecto de Ley incrementa el número de supuestos que pueden determinar el traspaso de clientes de un comercializador (énfasis añadido): *“en caso de que un comercializador incumpla alguna de las obligaciones o requisitos exigidos para el ejercicio de su actividad, el Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá determinar, previo trámite de audiencia y de forma motivada, objetiva y transparente, el traspaso de los clientes de dicho comercializador a un comercializador de referencia. En estos casos, el Ministro de Industria, Energía y Turismo determinará el comercializador de referencia al que los clientes se traspasan y las condiciones de suministro de dichos clientes”*.

En algunos de los procedimientos de extinción de la habilitación como comercializador de energía eléctrica que se han llevado a cabo en los últimos años, y que han dado lugar al traspaso de los clientes de dicho comercializador a un comercializador de último recurso, se ha observado que en el plazo de un mes del que disponen los consumidores para contratar con un comercializador de mercado libre de su elección antes de ser transferidos al CUR correspondiente, se han producido traspasos masivos de clientes a otro comercializador que tiene vínculos empresariales con el comercializador objeto de la inhabilitación. A la vista de esta problemática, esta Comisión considera necesario establecer algún tipo de medida regulatoria que evite que se produzcan nuevamente situaciones de este tipo en un futuro. Por ello se podría valorar que cuando un comercializador esté en trámites de inhabilitación, hasta que se resuelva dichos trámites, cautelarmente no se permita la contratación de clientes procedentes de la comercializadora en proceso de inhabilitación, por parte de empresas pertenecientes al mismo grupo empresarial o empresas vinculadas a dicha comercializadora.

En este sentido se propone añadir el siguiente párrafo al final del artículo 49:

“En el marco del procedimiento de inhabilitación se podrán adoptar las medidas provisionales que se estimen oportunas, en atención a las circunstancias que en cada caso concurren, para asegurar la eficacia de la resolución que pudiera recaer; en particular, ante situaciones en que la persistencia en el ejercicio de la actividad de comercialización, o en ciertos aspectos de la misma, durante la tramitación del procedimiento pueda suponer un riesgo para el cumplimiento de las obligaciones económicas en que se sustenta el sistema eléctrico, o pueda suponer un riesgo de

perjuicios para los consumidores. Entre estas medidas, podrán considerarse las necesarias para evitar el traspaso de los clientes suministrados a un comercializador del grupo empresarial al que pertenece la empresa que es objeto de inhabilitación o a empresas vinculadas a la misma”.

Por otra parte, el artículo 46.2 en sus apartados (b) y (c) establece entre los derechos de los comercializadores, actuar como sujetos de mercado así como contratar la adquisición y venta de energía eléctrica. Por tanto, los comercializadores son agentes que participan en los mercados mayoristas de energía y están sometidos al cumplimiento de las obligaciones y prohibiciones establecidas en el Reglamento (UE) N° 1227/2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).

En este sentido, algunos potenciales incumplimientos de las comercializadoras, al actuar en los mercados mayoristas de energía, podrían derivarse del incumplimiento de Reglamentos europeos. Concretamente, y en relación con REMIT, las autoridades reguladoras nacionales garantizarán que se apliquen las prohibiciones y obligaciones establecidas en dicho reglamento (artículo 13) e impondrán las sanciones derivadas del incumplimiento de dicho reglamento (artículo 18).

De esta forma, en el artículo 49 que regula los “incumplimientos de las empresas comercializadoras” se debería incluir el incumplimiento de las obligaciones y prohibiciones establecidas para dichas comercializadoras en REMIT, por lo que según los artículos 13 y 18 de dicho reglamento, la CNMC debería supervisar la aplicación de REMIT y tener capacidad sancionadora sobre los incumplimientos de las comercializadoras en virtud de dicho reglamento.

Por último, cabe recordar la competencia atribuida a la CNMC por el artículo 37 4 a) de la Directiva, relativa a “promulgar decisiones vinculantes para las empresas eléctricas”. Entre las funciones sobre las que podría dictar tales resoluciones vinculantes se encuentra la de “asegurar el cumplimiento por los gestores de las redes de transporte y distribución, y, en su caso, por los propietarios de las redes, así como por cualquier empresa de electricidad, de las obligaciones impuestas por la presente Directiva y de cualquier otra disposición comunitaria aplicable, incluso en lo que se refiere a cuestiones transfronterizas”

En el ejercicio de esa función debería incluirse en el párrafo primero del artículo 49:

“La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá dictar decisiones jurídicamente vinculantes a las empresas comercializadoras, tendentes al cumplimiento de sus obligaciones”.

4.9.8 Eficiencia energética (artículo 50)

En consonancia con lo expuesto en relación con las obligaciones de los distribuidores – consistente en facilitar información de consumo en tiempo real- y el derecho de los consumidores de disponer de esa información a efectos de disponer de mecanismos que le permitan una utilización más eficiente del suministro, resulta necesario que las Administraciones públicas, en el ámbito de sus correspondientes competencias, tutelen el

proceso que permita la ejecución efectiva de la medida de ahorro propuesta.

Así se propone, que en dicho artículo 50 se añadan dos apartados con el siguiente contenido:

“3. Las Administraciones públicas, en el ámbito de sus competencias, promoverán las medidas necesarias para el correcto ejercicio de derecho de los consumidores a disponer de los datos de su consumo en tiempo real.”

“4. La CNMC, de conformidad con el ejercicio de sus funciones reguladas en la Ley 3/2013, de 4 de junio, supervisará el efectivo acceso de los consumidores a los datos de su consumo en tiempo real.”

4.9.9 Calidad del suministro eléctrico (artículo 51)

El artículo 51 del APL establece los criterios básicos de la regulación de la **calidad del suministro**, entendida como la continuidad del suministro, relativo al número y duración de las interrupciones, y la calidad del producto relativa a las características de la tensión.

Se señala que la Administración General del Estado determinará los índices objetivos de calidad del servicio por zonas, los incentivos económicos aplicables a los distribuidores, los criterios de medida de la calidad del servicio, así como las reducciones que hayan de aplicarse en la facturación a abonar por los consumidores cuando la calidad individual resulte inferior a la mínima.

Por otra parte, ni en este artículo, ni en el artículo 40 del APL sobre las obligaciones y las funciones de las empresas distribuidoras, figura la parte comercial de la calidad del suministro eléctrico, esto es la regulación de la calidad de atención a los consumidores, respecto a las consultas o las reclamaciones que pudieran efectuar (por ejemplo, en relación a las altas/bajas de puntos de suministro, medidas de energía, facturación de peajes, potencias contratadas, calidad del suministro, cortes del suministro y reposición del servicio).

Por este motivo, se propone incluir en el artículo 51 del APL un nuevo apartado después del primero con el siguiente contenido:

“Artículo 51. Calidad del suministro eléctrico

[...]

2.bis La calidad del suministro eléctrico es el conjunto de características, técnicas y comerciales, exigibles al suministro de electricidad que realizan las empresas distribuidoras.

La calidad del suministro eléctrico en el aspecto técnico se refiere a la continuidad, al número y duración de las interrupciones, así como a la calidad del producto.

La calidad del suministro eléctrico en el aspecto comercial se refiere a la calidad de atención y relación con los consumidores, y en su caso, productores, relativa al conjunto de actuaciones de información, asesoramiento, estudios de acceso, conexión, medida, contratación, facturación, comunicación y reclamación.

Reglamentariamente se establecerán indicadores individuales y colectivos, objetivos para estos indicadores, e incentivos que podrán tener signo positivo y negativo, a la retribución de la actividad de distribución.

[...]

4.9.10 Sobre la suspensión del suministro (artículo 52)

Ciertas previsiones sobre suspensión de suministro que figuran en la vigente Ley 54/1997 deberían mantenerse en el Anteproyecto.

- Artículo 52.1: El artículo 52 señala las posibles causas de suspensión del suministro, cuya determinación remite a disposiciones reglamentarias. El nuevo artículo, a diferencia del anterior artículo 50 de la Ley 54/1997, no señala que para la suspensión no se podrán “invocar problemas de orden técnico o económico que lo dificulten”. Tal precisión, que favorece al consumidor, debería mantenerse.
- Artículo 52.3.3º: Se hacen dos comentarios sobre este párrafo:
 - A diferencia del vigente artículo 50 de la Ley 54/1997, el artículo 52.3 no dispone expresamente que: “En ningún caso podrá suspenderse el suministro de energía eléctrica a aquellas instalaciones cuyos servicios hayan sido declarados como esenciales”. Tal mención debería mantenerse en el nuevo texto.
 - En este mismo artículo se añade, respecto al texto vigente, la posibilidad de que los comercializadores cobren recargos en caso de impago de suministros vinculados a servicios esenciales en situación de morosidad. Tal mención es excesivamente general y podría dar lugar a abusos, sin perjuicio de su eventual concreción en norma reglamentaria. Por ello se estima preferible la opción de la Ley vigente que establece un tipo de interés de demora fijo para el caso de impago.

4.10 Título IX. Autorizaciones, expropiación y servidumbre

4.10.1 Autorización de instalaciones de transporte, distribución y producción. Autorización de explotación tras un cierre temporal (artículo 53)

Como comentario general de carácter sistemático, se señala que este precepto es nuevo en el Anteproyecto, ya que el texto vigente de la LSE únicamente contempla el régimen de autorizaciones en los respectivos artículos 21 (instalaciones de producción), 36 y 37 (instalaciones de transporte) y 39 (instalaciones de distribución). Tal sistemática de establecer un precepto general sobre autorizaciones puede ser adecuada, siempre que el contenido del conjunto de los preceptos del Anteproyecto resulte completo, en relación con el contenido del texto vigente.

En primer lugar, el apartado 1 del artículo 53, está referido a las fases de autorización para “construcción, explotación y modificación sustancial” de instalaciones, mientras que

las operaciones de “*transmisión y cierre*” se regulan en el apartado 7 del mismo artículo. De la lectura del apartado 1, así como de la memoria justificativa, se advierte que la vigente regulación de la concesión de autorizaciones administrativas para las instalaciones de transporte, distribución y producción se ha reducido de tres a dos fases: autorización administrativa previa (unifica autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución) y autorización de explotación. La definición de las mismas se ha inspirado en el actual Real Decreto 1955/2000 y la motivación de la medida –hay que inferir- se debe a que las autorizaciones ahora unificadas en la autorización administrativa previa habitualmente se tramitaban de forma conjunta como prevé el reglamento. Cabe advertir que la nueva redacción, que reproduce los mismo términos que el Real Decreto 1955/2000, utiliza la expresión “anteproyecto”. Sin embargo, si se unifican las dos primeras autorizaciones ya no se debería utilizar el término anteproyecto, sino proyecto. Por lo tanto, se propone su modificación.

En segundo lugar, respecto al apartado 2, este precepto contempla la posibilidad de que la administración autorizatoria competente pueda establecer una “*resolución de restricciones del proyecto de ejecución*” cuya posibilidad está sometida a condiciones aparentemente contradictorias, ya que se establece que i) solo podrá ser dictada a petición del promotor y ii) que es potestativo del promotor pedirla en el caso de que existan informes desfavorables o discrepancias en relación con el proyecto por parte de alguna A P, organismo o empresa de servicio público que no hubieran sido puestas de manifiesto en la fase de autorización administrativa previa. No parece coherente que, si existe un interés público del tipo que se indica, quede exclusivamente en manos de promotor la posibilidad de instar la actuación administrativa.

El apartado 3, establece, para todo tipo de instalaciones (incluidas las de recepción de los usuarios y equipos de consumo) a las normas técnicas de seguridad y calidad industriales de conformidad con lo previsto en la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, sin perjuicio de la normativa autonómica correspondiente. Se considera que la remisión a la normativa de seguridad debe ser más amplia y de carácter genérico, mediante un inciso final del tipo siguiente: “...de conformidad con lo previsto en la Ley 21/1992... y demás normativa estatal o autonómica que resulte de aplicación.”

El apartado 5 contempla la memoria justificativa que acompaña al Anteproyecto, regula la posibilidad de excepción al procedimiento de autorización de instalaciones, para “*determinados tipos de modificaciones no sustanciales*”. El precepto únicamente establece que la Administración pública competente podrá establecer la excepción, pero no se concreta ni el instrumento jurídico a través del cual ha de possibilitarse la excepción, ni se contienen en el texto legal criterios que permitan dar contenido al concepto “*modificación no sustancial*”. Por motivos de seguridad jurídica y a efectos de evitar la eventual discrecionalidad de la Administración pública que adopta la decisión, resulta imprescindible definir con mayor claridad o establecer unos criterios básicos para calificar una modificación de la instalación como *no sustancial*. Se propone, en consecuencia: a) El establecimiento en este precepto de una definición mínima del concepto de *modificación no sustancial*, dado el carácter básico de este Anteproyecto (D final segunda) resultarían de aplicación en todo el territorio estatal; b) La exigencia de que la excepción al procedimiento de autorización se establezca reglamentariamente, de forma similar a lo que se establece en el apartado 6 del precepto para la autorización de instalaciones de pequeña potencia.

El apartado 7 se refiere, en su primer párrafo a la transmisión y cierre de las instalaciones de transporte, distribución producción y líneas directas, así como al cierre temporal de las mismas, exigiendo para ellas la autorización previa. Se considera adecuada la inclusión del cierre temporal, como una posibilidad hasta ahora no contemplada, y que permitiría el cierre temporal en casos justificados, si bien, es evidente que tal supuesto ha de tener el desarrollo reglamentario adecuado. El último inciso del primer párrafo, parece estar referido a otro tipo de instalaciones no comprendidas en la relación anterior (ya que de otro modo no se entiende el inciso, ya que el cierre y la transmisión serán autorizados por la misma Administración competente para la autorización inicial y no tendría sentido hablar de comunicación). El segundo párrafo del precepto merece mayor atención, ya que establece la obligación de desmantelamiento tras el cierre de una instalación. Si se establece con carácter imperativo la obligación de desmantelamiento (hasta ahora no es imperativo según el art 138, 2 del RD 1955/2000), convendría precisar que, en ningún caso, para el caso de las actividades de transporte y distribución, dicha obligación constituye un coste recuperable a través del sistema de liquidaciones. Así, se considera necesario añadir al segundo párrafo del apartado 7 la expresa mención de lo advertido: esto es, el coste de desmantelamiento, no es, bajo ningún concepto, un coste recuperable vía sistema de liquidaciones.

4.11 Título X. Régimen de infracciones, sanciones e inspecciones

4.11.1 Consideraciones generales

El Anteproyecto de Ley por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, introduce en su Título X un nuevo “Régimen de infracciones, sanciones e inspecciones” que modifica el régimen sancionador previsto en la normativa anterior y que había sido reformado con anterioridad por la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se adaptaba la Ley del Sector Eléctrico a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

La modificación operada es positiva en tanto que actualiza el catálogo de tipos infractores tras las numerosas modificaciones normativas acaecidas en el Sector Eléctrico, suprime tipos que habían quedado obsoletos y, en último término, adapta las infracciones a las nuevas prácticas y conductas detectadas en el mercado.

En materia de sanciones, resulta novedosa y acertada la introducción de las denominadas “sanciones accesorias” que junto con otras medidas tratan de completar el sistema de multas, articulando un sistema efectivo para la reparación de los daños que los incumplimientos puedan producir.

El Anteproyecto de Ley recoge igualmente una modificación del tipo de infracción muy grave en materia de incumplimiento de las obligaciones de separación de actividades. La redacción actualmente vigente del artículo 60.a).1 es la siguiente:

“a) Son infracciones muy graves:

1. La realización de actividades incompatibles de acuerdo con lo dispuesto en la presente Ley y el incumplimiento por los sujetos obligados a ello de los criterios de separación establecidos en el artículo 14.2 y su normativa de desarrollo”.

Ahora la redacción del mismo tipo de infracción muy grave se recoge también en el número 1 de la letra a) del artículo 62 del Anteproyecto aunque de manera más precisa, dotando de mayor claridad a los elementos integrantes del tipo, al hacerse referencia de manera expresa a la separación funcional y de gestión, y los criterios de separación recogidos tanto en la Ley como en sus normas de desarrollo:

“La realización de actividades incompatibles infringiendo los requisitos de separación jurídica, funcional y de gestión, así como el incumplimiento por los sujetos obligados a ello de los criterios de separación, todo ello de acuerdo con lo establecido en esta ley y en su normativa de desarrollo”.

Una novedad de importancia en materia de infracciones y sanciones se recoge en el nuevo apartado 24 del artículo 63 a) del Anteproyecto, cuya redacción es la siguiente:

24. La creación de confusión en la información y en la presentación de la marca e imagen de marca de las empresas distribuidoras y las empresas comercializadoras de referencia que formen parte de un grupo de sociedades que desarrolle actividades reguladas y libres en los términos previstos en la presente Ley, respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización.

La valoración de la inclusión de este nuevo de tipo de infracción es positiva, reforzando de este modo la eficacia de la disposición recogida en el apartado 3 del artículo 12 del Anteproyecto en esta materia.

A continuación, se detallan mejoras a los distintos preceptos referidas a los siguientes aspectos, régimen de infracciones, régimen de sanciones y procedimiento sancionador.

4.11.2 Infracciones muy graves (artículo 62)

Se propone la adición de las siguientes infracciones **muy graves en el artículo 62:**

- Teniendo en cuenta lo establecido en los artículos 38.9 así como 40.2 del Anteproyecto y el artículo 7.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, resulta imprescindible añadir un nuevo párrafo en el artículo 62.a) del Anteproyecto con el siguiente contenido –coincidente con el del artículo 60.a) 23 LSE:

“46. El incumplimiento por parte de los gestores de la red de distribución de las obligaciones establecidas en el ejercicio de su función, a menos que expresamente se hubiera tipificado como grave.”

- Los artículos 40.2.i) y 46.1.h) del Anteproyecto prevén la obligación de distribuidores y comercializadores, respectivamente, de *“Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración”*, por ello y para que dicha obligación sea efectiva, es necesario incluir un nuevo párrafo en el artículo 62.a) del Anteproyecto con el siguiente contenido –coincidente con el del artículo 60.a) 24 LSE:

“47. El incumplimiento por parte de los distribuidores o de los comercializadores de su obligación de poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración”

Adicionalmente, se considera necesario revisar la redacción del artículo 62.a.4. de modo que se aclare que el impago de peajes en los términos del artículo 46 constituye una infracción:

Artículo 62.a.4. “El incumplimiento de las obligaciones resultantes del sistema de cargos, precios, tarifas, tarifas de último recurso y peajes, o de los criterios de recaudación, cuando suponga un perjuicio grave para el sistema eléctrico. En particular se entenderá como incumplimiento de dichas obligaciones la falta de abono del peaje de acceso por parte del comercializador al distribuidor en los términos del apartado d) del artículo 46.1 de la presente Ley. En todo caso se entenderá como incumplimiento de dichas obligaciones la falta o retraso en el pago de las cantidades a que dé lugar el procedimiento de las liquidaciones del artículo 18 y 19 de la presente ley y su normativa de desarrollo, la declaración indebida de ingresos y costes y las declaraciones efectuadas fuera del plazo establecido, todo ello cuando suponga un perjuicio grave para el sistema eléctrico.”

Finalmente, se señala que debe completarse el artículo **62.a.9** del Anteproyecto para que el artículo 63.a).6 del mismo texto que establece una infracción grave “cuando no hubiera sido expresamente tipificado como muy grave” sea coherente (puesto que este incumplimiento no se contempla en el catálogo de infracciones muy graves del artículo 62 del Anteproyecto). Además la competencia para sancionar esta infracción muy grave debe ser atribuida a la CNMC que asimismo tiene la competencia sobre las graves. Así la redacción quedaría como sigue:

”9. El incumplimiento reiterado de las obligaciones de información establecidas en los apartados 5 y 6 del artículo 63.”

4.11.3 Infracciones graves (artículo 63)

Se propone la adición de las siguientes infracciones **graves en el artículo 63:**

- Se advierte la supresión de la expresión contenida en el artículo 61 primer párrafo de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre: “*Son infracciones graves las conductas tipificadas en el artículo anterior cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse de muy graves [...]*”.

Aunque en los artículos 62 y 63 del Anteproyecto se hacen numerosas remisiones a la tipificación de las infracciones como muy grave o grave, respectivamente, mediante la utilización de fórmulas como “*salvo que expresamente se hubiera tipificado como [...]*”, resulta conveniente mantener la citada cláusula que ha sido utilizada en numerosas ocasiones por este Organismo en su práctica sancionadora, en aplicación del principio de proporcionalidad legalmente establecido que rige este tipo de procedimientos. Por ello, se propone su adición en el artículo 63 del Anteproyecto.

“Son infracciones graves las conductas tipificadas en el artículo anterior cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse de muy graves, y en particular: [...]”.

- El Reglamento (UE) núm. 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT) establece normas que prohíben las prácticas abusivas que afectan a los mercados mayoristas de la energía, entendidos estos como el conjunto de mercados de contado y a plazo, con liquidación física o financiera, de electricidad y gas natural, en cada uno de los Estados Miembros. En relación con lo dispuesto en el artículo 18 de REMIT, se propone la inclusión de un tipo infractor específico cuya competencia corresponda a la CNMC en virtud de las funciones que tiene atribuidas para garantizar *“la transparencia y competencia en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, incluyendo el nivel de los precios al por mayor, y velar por que las empresas de gas y electricidad cumplan las obligaciones de transparencia”*.

En consecuencia, se propone añadir un nuevo párrafo en el artículo 63.a) del Anteproyecto, con el siguiente texto:

“31. Cualquier infracción por manipulación o tentativa de manipulación de mercado, uso de información privilegiada o falta de difusión de información privilegiada, conforme a lo establecido en el Reglamento (UE) Nº 1227/2011, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía o en la normativa de desarrollo del mismo.”

- El artículo 7.15 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, atribuye a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la función de supervisión de las subastas reguladas de contratación a plazo de energía eléctrica. Dicha función se atribuía igualmente a este Organismo en las sucesivas Órdenes Ministeriales reguladoras de las distintas subastas. Para que esta competencia pueda ser llevada a cabo de manera efectiva, resulta necesario que se establezca el tipo infractor correspondiente. Así, se propone incluir un nuevo párrafo en el artículo 63.a) del Anteproyecto, con el siguiente texto:

“32. El incumplimiento por parte de los sujetos calificados y participantes de los requisitos establecidos para las subastas reguladas de energía eléctrica previstas en la normativa correspondiente.”

- Teniendo en cuenta la distinta tipología de conductas detectadas en el mercado de producción de energía eléctrica en el ámbito de la función supervisora del mercado de este Organismo, se considera necesario introducir dos nuevos tipos que complementarían a los ya previstos en los artículos 62.39 y 40 del Anteproyecto de Ley, ampliando el abanico de conducta punibles:

“33. La manipulación del precio de los servicios de ajuste por parte de un agente del mercado mediante la realización de ofertas a precios excesivos, que resulten dispares de forma no justificada de los precios ofertados por el mismo en otros segmentos del mercado de producción”.

”34. La presentación de ofertas con valores anormales o desproporcionados con el objeto de alterar indebidamente el despacho de las unidades de generación o la casación del mercado”.

Adicionalmente, se considera necesario revisar la redacción del artículo 63.a.3. de modo que se aclare que el impago de peajes en los términos del artículo 46 constituye una infracción:

Artículo 63.a.3. “El incumplimiento de las obligaciones resultantes de la aplicación del sistema de cargos, precios, tarifas, tarifas de último recurso y peajes, o de los criterios de recaudación, cuando no suponga un perjuicio grave para el sistema eléctrico. En particular se entenderá como incumplimiento de dichas obligaciones la falta de abono del peaje de acceso por parte del comercializador al distribuidor en los términos del apartado d) del artículo 46.1 de la presente Ley. En todo caso se entenderá como incumplimiento de dichas obligaciones la falta o retraso en el pago de las cantidades a que dé lugar el procedimiento de liquidaciones del artículo 18 y 19 de la presente ley y su normativa de desarrollo, la declaración indebida de ingresos y costes y las declaraciones efectuadas fuera del plazo establecido, todo ello cuando no suponga un perjuicio grave para el sistema eléctrico.”

4.11.4 Competencia para imponer sanciones (artículo 71)

De conformidad con el Considerando (37) del Preámbulo de la Directiva 2009/72/CE, “Los reguladores de la energía deben estar facultados para aprobar decisiones que vinculen a las empresas eléctricas y para imponer o proponer al órgano jurisdiccional competente sanciones efectivas, proporcionadas y disuasorias a las que incumplan sus obligaciones.”

Igualmente el Considerando (38) del Preámbulo de la Directiva 2009/73/CE reseña que “Toda armonización de las competencias de las autoridades reguladoras nacionales debe incluir competencias para prever incentivos para las empresas eléctricas y para imponer sanciones efectivas, proporcionadas y disuasorias a las empresas eléctricas, o para proponer que un órgano jurisdiccional competente imponga tales sanciones.”

A su vez, el artículo 37.4 d) de la citada norma prevé -con carácter mínimo- que la autoridad reguladora para ejercer de forma eficiente y rápida las obligaciones y competencias impuestas deberá gozar de la potestad de “imponer sanciones efectivas, proporcionadas y disuasorias a las compañías eléctricas que no cumplan las obligaciones impuestas por la presente Directiva o por cualquier decisión pertinente jurídicamente vinculante de la autoridad reguladora o de la Agencia, o proponer a un tribunal competente que imponga estas sanciones”.

Por tanto, tal y como se expresa la citada Directiva, los Estados miembros deben asegurarse de que se dota a las autoridades reguladoras de las competencias que les permitan cumplir, de forma eficiente y rápida, las competencias y obligaciones que la propia Directiva les impone.

En este sentido, el apartado 3 del artículo 71 del Anteproyecto, debe ser modificado, ampliando las competencias sancionadoras atribuidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, dado que su contenido obligatorio está previsto expresamente en la propia Directiva, ya sea por tratarse de materias que son objeto de

regulación sustantiva en la norma comunitaria o materias sobre las que la CNMC ejerce sus competencias de supervisión directamente o funciones de otra índole.

En particular, se advierten las siguientes cuestiones que la Directiva 2009/72/CE contempla expresamente como obligaciones de las empresas del sector, cuyo incumplimiento debe ser sancionado por la ARN:

- Aplicación de medidas de salvaguarda ante situaciones de crisis o emergencia (art. 42 de la Directiva 2009/72/CE),
- Incumplimiento del deber de suministro a los usuarios (art. 3 de la Directiva 2009/72/CE),
- El incumplimiento por parte de los gestores de la red de transporte o de distribución de sus funciones (art. 12 y art. 25 de la Directiva 2009/72/CE),
- La negativa a dar acceso a los datos sobre el suministro (anexo I de la Directiva 2009/72/CE),
- El incumplimiento de las normas sobre cambio de suministrador (anexo I de la Directiva 2009/72/CE),
- El incumplimiento de los requisitos para la contratación con los consumidores (anexo I de la Directiva 2009/72/CE),
- La falta de un servicio de atención al consumidor (anexo I de la Directiva 2009/72/CE),
- El incumplimiento de las medidas de protección al consumidor (art. 3 y anexo I de la Directiva 2009/72/CE).
- Organización del acceso a la red (Capítulo VIII de la Directiva 2009/72/CE y artículo 37.11).

Atendiendo a todo lo anteriormente expuesto, se debe ampliar necesariamente el elenco de infracciones en las que resulta competente para sancionar la CNMC, modificando el apartado 3 del artículo 71 del Anteproyecto en los siguientes términos:

"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, así como sanciones accesorias y otras medidas, a las empresas eléctricas en las infracciones administrativas siguientes:

a) Las tipificadas como muy graves en los párrafos 1, 2, 5, 6, 7, 9, 11, 12, 15, 17, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 45, 46 y 47 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, las tipificadas como graves en los párrafos 1, 4, 5, 6, 13, 14, 15, 18, 19, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 30, 31, 32, 33 y 34 del artículo 63.a) de la presente Ley, así como aquellas tipificadas en el citado artículo 63.a), en relación con los incumplimientos de resoluciones jurídicamente vinculantes o requerimientos de la citada Comisión en el ámbito de sus competencias.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tendrá competencia para sancionar aquellas infracciones leves tipificadas en los párrafos 1, 2, 3, 4 y 5 del artículo 64 de la presente Ley, así como aquellas otras infracciones leves, en relación con los incumplimientos de resoluciones jurídicamente vinculantes o requerimientos de la citada Comisión en el ámbito de sus competencias.

Finalmente, la redacción dada al apartado 4 del artículo 71 del Anteproyecto debe tener en cuenta la competencia sancionadora de la CNMC, por lo tanto se propone la siguiente redacción:

“4. La Administración General del Estado será, en todo caso, la competente para imponer las sanciones correspondientes cuando se produzcan infracciones muy graves que comprometan la seguridad de suministro, sin perjuicio de las competencias que están atribuidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.”

4.11.5 Régimen jurídico aplicable (artículo 73)

Debe completarse este artículo con una mención al Reglamento del procedimiento para el ejercicio de la potestad sancionadora, así se propone el siguiente texto:

“El procedimiento para la imposición de las sanciones previstas en esta ley, en el que las fases de instrucción y resolución estarán debidamente separadas, se ajustará a lo dispuesto en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común y a lo a lo dispuesto en el Real Decreto 1398/1993, de 4 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento del procedimiento para el ejercicio de la potestad sancionadora, sin perjuicio de las particularidades que se establecen en los demás artículos de este capítulo.”

4.11.6 Régimen jurídico aplicable (artículos 74, 75, 76)

En estos artículos se recoge el desarrollo del procedimiento sancionador sólo para las sanciones que son competencia de la Administración General del Estado. Por lo tanto, resulta necesario incluir un nuevo artículo que contemple específicamente el procedimiento sancionador para las infracciones administrativas cuya competencia corresponde a la CNMC, con el siguiente contenido:

«Artículo 77. Desarrollo del procedimiento sancionador en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En los procedimientos sancionadores por las infracciones administrativas que están dentro del ámbito de actuación y de las funciones que tiene encomendadas la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la instrucción y resolución se realizará por los órganos establecidos en la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y en el Estatuto Orgánico de la citada Comisión.»

4.11.7 Plazo para resolver y notificar (artículo 77)

Debe especificarse que los plazos señalados en este artículo son igualmente aplicables a los procedimientos sancionadores en los que resulta competente la CNMC. Así, el artículo tendría la siguiente redacción:

«El plazo para resolver y notificar en los procedimientos sancionadores por las infracciones administrativas tipificadas en esta ley será de dieciocho meses en los expedientes por infracciones muy graves y graves, y de nueve meses cuando se incoen por infracciones leves.»

«Transcurrido este plazo, en los procedimientos sancionadores competencia de la Administración General del Estado, sin resolución expresa, el Director General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía declarará la caducidad del procedimiento y ordenará el archivo de las actuaciones, con los efectos previstos en el artículo 92 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.»

4.11.8 Inspecciones (artículo 80)

La regulación de la inspección incorpora novedades positivas respecto a la vigente Ley, con especial mención, a modo de ejemplo, a los aspectos regulados en relación con el reconocimiento como agente de la autoridad del empleado público que realice la inspección o la regulación del plazo. Sin embargo, a la vista del escueto contenido del artículo 80 y atendiendo a la conflictividad experimentada en los procedimientos de inspección acaecida en los últimos ejercicios, se considera imprescindible que mediante Reglamento se desarrolle una regulación concreta y específica para los dichos procedimientos de inspección en materia eléctrica.

Por ello, se propone añadir un nuevo apartado al artículo 80 que contenga una redacción del siguiente tenor:

“2. En el plazo de seis meses desde la entrada en vigor de la presente Ley, el Gobierno aprobará, mediante real decreto, el procedimiento de inspección del sector eléctrico”

4.12 Disposiciones adicionales

4.12.1 Financiación de los desajustes del sistema eléctrico (Disposición adicional sexta)

En la Disposición Adicional sexta se señala que lo previsto en relación a la financiación de los déficits, a los sujetos que lo soportan y a los límites aplicables lo serán sólo a partir del 1 de enero de 2014, sin que se vean afectados los sujetos con titularidad sobre derechos de cobro de déficits producidos hasta el ejercicio 2013, es decir, establece claramente la separación entre ambos sistemas el de la Ley 54/1997 y el del Anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico.

4.12.2 Prescripción de los derechos y obligaciones del sistema eléctrico (Disposición adicional séptima)

El Anteproyecto contempla, como novedad respecto al texto vigente de la LSE, la previsión expresa de plazos de prescripción en relación con el sistema de liquidaciones, estableciéndolo en 15 años, tanto para el reconocimiento de derechos a favor o en contra del sistema, como para el ejercicio del derecho a exigir el pago de obligaciones ya liquidadas, (subapartados a) al d) del apartado 1 de la disposición), y establece el mismo plazo de prescripción para la *“modificación o revocación de la retribución regulada que perciban los sujetos definidos en el artículo 6 de esta ley”*.

Se considera adecuado que la Ley prevea de forma expresa un plazo de prescripción de las acciones, ya que aporta seguridad jurídica en un marco de relaciones jurídicas tan complejo como es el sistema eléctrico, pero en relación con el plazo elegido y el texto del precepto han de tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

1. El plazo de 15 años es el establecido en el artículo 1964 del Código Civil como plazo de prescripción de las acciones personales que no tengan señalado plazo especial de prescripción. Es, por tanto, de aplicación supletoria a falta de previsión normativa expresa, por lo que su establecimiento expreso en una norma resulta en cierto modo superfluo.
2. El plazo de 15 años no es coherente con otros preceptos del Anteproyecto, y en concreto con el artículo 18, apartado 4, el cual establece que las obligaciones resultantes del procedimiento de liquidación de actividades reguladas tendrán, a efectos del interés del demora, la naturaleza de *“ingresos de derecho público, y su importe podrá ser exigido por el procedimiento administrativo de apremio previsto en el RD 939/2005, de 29 de julio, por el que se aprueba el Reglamento General de Recaudación.”* Por coherencia con este precepto, el plazo de prescripción para los 4 supuestos contemplados en las letras a) a d), debería ser de 4 años. Este plazo es coincidente con el establecido en el art 66 de la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria.
3. El plazo de 4 años garantiza adecuadamente el equilibrio entre la protección de los interés públicos y la garantía de los intereses privados en presencia, ya que todos los procedimientos de liquidación tienen plazos de actuación mucho más breves que el de 4 años, aunque circunstancias coyunturales hayan determinado en los últimos ejercicios, importantes retrasos en la aprobación de las liquidaciones definitivas que tiene encomendadas la CNE. En todo caso, la garantía de las situaciones jurídicas afectadas por el retraso coyuntural mencionado puede establecerse expresamente en el precepto, indicando que el plazo de prescripción que se establece ex novo por la ley será de aplicación para derechos nacidos partir de su entrada en vigor.
4. Debe suprimirse el apartado e) relativo al *“derecho a la modificación o revocación de la retribución regulada que perciban los sujetos definidos en el artículo 6 de esta ley.”* Mediante este apartado parece poder abrirse una acción especial para la revisión de las retribuciones reguladas reconocidas, cuyo fundamento no se explica, y que se apartaría del régimen general de revisión de actos y

disposiciones, otorgando un plazo desproporcionadamente amplio respecto a los plazos previstos normativamente para la impugnación de actos y disposiciones. Se considera que las previsiones contenidas en el Título VII de la ley 30/1992 regulan de forma suficiente y garantista todos los supuestos de revisión de actuaciones administrativas. Se señala en particular, que el artículo 106 de dicha norma al establecer los límites a la facultad de revisión, ya contempla indirectamente el supuesto que se pretende regular. Se propone, pues suprimir dicho apartado.

4.12.3 Propuesta de una nueva disposición adicional para el establecimiento de mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo

La disposición adicional decimosexta de la Ley 54/1997 introduce la posibilidad de que el Gobierno establezca reglamentariamente mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo de energía eléctrica. Cabe señalar que dicha disposición adicional decimosexta queda derogada expresamente por la disposición derogatoria única del Anteproyecto de ley, al no estar la citada disposición adicional decimosexta entre aquellas disposiciones adicionales que no quedan derogadas (apartado 2.a de la disposición derogatoria única del Anteproyecto de ley).

El considerando 37 de la Directiva 2009/72/CE establece que *“los reguladores de la energía deben estar facultados para aprobar decisiones que vinculen a las empresas eléctricas (...). Deben estarlo asimismo para decidir, independientemente de la aplicación de las normas de competencia, medidas oportunas para garantizar beneficios para el cliente mediante el fomento de la competencia efectiva necesaria para el adecuado funcionamiento del mercado interior de la electricidad. Las centrales eléctricas virtuales (...), son una de las posibles medidas para fomentar una competencia eficaz y garantizar el correcto funcionamiento del mercado”*.

Asimismo, debe señalarse que la nota interpretativa de la Comisión Europea, indica explícitamente, en lo que se refiere a los poderes de investigación de las autoridades reguladoras, y en particular en lo relacionado con las medidas necesarias para promover la competencia efectiva que *“las centrales eléctricas virtuales o los programas de cesión de gas son una de las posibles medidas que pueden utilizar los reguladores para fomentar una competencia eficaz y garantizar el correcto funcionamiento del mercado”*.

Por tanto, teniendo en cuenta lo establecido en las Directivas y refrendado en las notas interpretativas de la Comisión, se propone que se asigne a la CNMC la capacidad de realizar propuesta de subastas virtuales de capacidad así como del diseño del producto subyacente, mediante la inclusión de una disposición adicional en el Anteproyecto de ley con una redacción similar a la que existe en la citada disposición adicional decimosexta de la Ley 54/1997; concretamente:

“Disposición final XXX. Mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo. Se habilita a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a realizar propuesta al Gobierno para que establezca por vía reglamentaria mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo de energía eléctrica. Dichos mecanismos tomarán la forma de una emisión primaria de cierta cantidad de energía eléctrica, equivalente a una potencia determinada, en las condiciones y durante el período de tiempo que se especifiquen en la emisión.

Esta emisión primaria de energía será realizada por aquellos productores de energía eléctrica que tengan la condición de operadores dominantes en el Sector Eléctrico. El Gobierno fijará reglamentariamente, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, las condiciones y el diseño del producto subyacente, así como el procedimiento de funcionamiento y participación en esta emisión primaria de energía eléctrica, que deberá ser pública, transparente y no discriminatoria”.

4.12.4 Propuesta de nueva Disposición adicional. Acceso a los registros regulados en la presente Ley

Por resultar imprescindible para el ejercicio de las funciones por parte de la CNMC y en idénticos términos a los previstos en la vigente Ley 54/1997, de 27 de noviembre, debe añadirse como nueva Disposición Adicional la siguiente previsión:

“La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tendrá acceso a los Registros previstos en la presente Ley”

4.13 Disposiciones transitorias

4.13.1 Oficina de cambios de suministrador (Disposición transitoria tercera)

La Disposición transitoria tercera sobre la Oficina de cambios de suministrador establece que ésta seguirá desempeñando las funciones que tenía atribuidas conforme a lo dispuesto en el artículo 47 bis de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre y en su normativa de desarrollo (Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador) hasta el 30 de junio de 2014.

A partir de esa fecha, las funciones de la Oficina serán desempeñadas por la CNMC que tendrá acceso a las Bases de Datos de Consumidores y Puntos de Suministro de gas y electricidad. Por tanto, esta disposición vacía de contenido la Oficina de Cambio de Suministrador en aquellas funciones sobre el sector de la electricidad asignadas, hasta el momento, normativamente a OCSUM.

En efecto, la Oficina de Cambio de Suministrador se crea mediante la Ley²⁸ 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Esta Comisión, en los informes²⁹ preceptivos previos a dichas

²⁸ Artículo 47 bis Oficina de Cambios de Suministrador de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE.

Artículo 83 bis Oficina de Cambios de Suministrador de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE.

²⁹ Informe 18/2006 de la CNE en relación con el anteproyecto de Ley por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

Informe 20/2006 de la CNE sobre el anteproyecto de Ley para la modificación de la Ley 34/1998, de 7 de

leyes, indicaba su conformidad con la creación de la Oficina si bien consideraba que debía ser la CNE la entidad encargada de ejercer las funciones de gestión centralizada de las comunicaciones y el registro formal de los cambios de suministrador de energía, con un sistema informático adecuado y en estrecha colaboración con la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.

Una vez constituida la Oficina, la Comisión ha considerado que a efectos de procurar el ejercicio eficaz de las competencias de supervisión de la CNE sobre OCSUM³⁰ se debía atribuir a esta Comisión expresamente la posibilidad de impartir instrucciones en las que se plasmaran los criterios de actuación que se consideraran adecuados en el desempeño de las funciones de la Oficina, limitadas esencialmente a la remisión de informes sobre estadísticas de cambio de suministrador, a la memoria anual y a la supervisión de la composición accionarial. En numerosas ocasiones³¹ se ha expresado la importancia de que un organismo como OCSUM, encargado de supervisar el cambio de suministrador y que, potencialmente, podría estar llamado a desempeñar un papel de gestión de la información sobre puntos de suministro, actúe de manera neutral y objetiva y se ha apuntado que la solución más adecuada sería que OCSUM pasara a configurarse como una entidad independiente de las empresas comercializadoras y distribuidoras. Por ello, se entendía indispensable que la CNE pudiera realizar actuaciones más proactivas que la mera solicitud de información, como por ejemplo la de dictar instrucciones vinculantes, encaminadas a establecer pautas para el correcto desempeño de las actividades de OCSUM (incluida la verificación del consentimiento efectivo de los consumidores al cambio de suministrador) y asegurar que sus órganos de administración reflejan la pluralidad de intereses existentes en los sectores de gas y electricidad. En este sentido, OCSUM no ha realizado las modificaciones que esta Comisión le ha instado sobre el Gobierno corporativo, así como tampoco ha elaborado las acciones propuestas por esta Comisión para cumplir con la función o) de OCSUM definida en el artículo 3 del RD 1011/2009³².

Adicionalmente, de acuerdo con el artículo 7.4 de la Ley 3/2013, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tiene asignada la función de velar por el cumplimiento de la

octubre, del sector de hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

³⁰ La función de supervisión de OCSUM será asumida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en materia de energía en virtud de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

³¹ Véanse los siguientes documentos remitidos por la CNE al Ministerio de Industria, Energía y Turismo:
Informe 18/2011 de la CNE sobre el anteproyecto de Ley por el que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, aprobado por el Consejo de la CNE el 1 de junio de 2006.

Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad (periodo 2006-2008), aprobado por el Consejo de la CNE el 11 de marzo de 2010.

Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad (periodo 2007 – 2009), aprobado por el Consejo de la CNE el 1 de septiembre de 2011.

Informe sobre la evolución de la competencia en los mercados de gas y electricidad (periodo 2007 – 2009, y Avance 2011), aprobado por el Consejo de la CNE el 13 de septiembre de 2012.

Informe de supervisión sobre la actividad de OCSUM. Periodo: marzo 2010 - febrero 2011, aprobado por el Consejo de la CNE el 28 de abril de 2011.

Informe de supervisión sobre la actividad de OCSUM. Periodo: febrero 2011 - marzo 2013, aprobado por el Consejo de la CNE el 18 de julio de 2013.

³² Comunicar los incumplimientos de las restricciones que se determinen reglamentariamente respecto a la posibilidad de realizar contraofertas a clientes.

normativa y procedimientos que se establezcan relacionados con los cambios de suministrador.

En conclusión, la atribución a la CNMC de las funciones hasta ahora desempeñadas por la Oficina se valora favorablemente por esta Comisión, por la necesidad de objetividad e independencia respecto de los comercializadores y distribuidores en el desempeño de la función de supervisión de los cambios de suministrador, así como por consistencia con las funciones asignadas a esta Comisión en la Ley 3/2013.

Por otra parte, a efectos de mejorar el conocimiento y el control sobre los datos que alimentan los informes de OCSUM remitidos periódicamente a la CNE, esta Comisión considera necesario tener acceso a los datos de OCSUM sobre solicitudes de cambio de suministrador, cambios realizados, rechazos, tiempos de respuesta y activación, y a las bases de datos de información sobre puntos de suministro que mantienen los distribuidores. En este sentido, en el “Informe de supervisión sobre la actividad de OCSUM. Periodo: febrero 2011 - marzo 2013”, aprobado por el Consejo de la CNE el 18 de julio de 2013 se vuelve a recoger la petición efectuada en el Informe 32/2011³³ en relación al acceso a las bases de datos: *“Esta Comisión reitera que la mencionada responsabilidad de supervisión debe permitir la definición a priori de pautas para el correcto desempeño de la actividad de OCSUM, que va a ser posteriormente valorada. En este sentido, se propuso la ampliación del artículo 11 del Real Decreto 1011/2009 para incluir explícitamente las facultades de la CNE (ha de entenderse al organismo supervisor de su actividad) de acceder a las Bases de Datos de OCSUM y dictar instrucciones relativas a su actividad.*

Dado que a partir del 1 de julio de 2014 la CNMC desempeñará las funciones atribuidas actualmente a OCSUM, se deberá dotar a esta Comisión de los recursos técnicos y humanos necesarios para desempeñar dicho cometido.

4.13.2 Separación jurídica de actividades (Disposición transitoria cuarta)

Señala esta Disposición que *“Las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes que a la entrada en vigor de la presente ley no cumplieran con lo dispuesto en los apartados primero y segundo del artículo 12 dispondrán de un periodo de tres años para el cumplimiento de dichos requisitos”.*

Esto representa una novedad importante en materia de obligaciones de separación de actividades y régimen de exención previamente adoptado por el Estado español en la transposición de las directivas de mercado interior de la electricidad, pues desaparece dicha exención y se introducen igualmente aquellas obligaciones, con un plazo de tres años, para las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes.

Esto es perfectamente compatible con el margen de libertad que la Directiva otorga a los Estados Miembros en su artículo 26.4 que señala que *“Los Estados miembros podrán decidir que los apartados 1, 2 y 3 no se apliquen a las empresas eléctricas integradas que*

³³ Informe 32/2011 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

suministren electricidad a menos de 100.000 clientes conectados, o que suministren a pequeñas redes aisladas”.

Transcurridos varios ejercicios desde que las obligaciones de separación de actividades se han venido aplicando a las empresas eléctricas de mayor tamaño, a la vista de la experiencia adquirida en esa aplicación y de la evolución del sector eléctrico en su proceso de liberalización, esta Comisión entiende que dicha disposición pretende seguir profundizando en la aplicación, también para las empresas de menor tamaño, de una serie de disposiciones que son relevantes tanto en materia de fomento de la competencia –impidiendo comportamientos discriminatorios respecto a empresas ajenas al grupo– como en materia de protección de los consumidores que reciben el suministro de electricidad. No obstante, de forma coherente con lo indicado en el presente informe respecto del artículo 12, se propone la siguiente modificación en la disposición transitoria cuarta:

Las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes conectados a sus redes que a la entrada en vigor de la presente ley no cumplieran con lo dispuesto en los apartados primero y ~~segundo~~ del artículo 12 dispondrán de un periodo de tres años para el cumplimiento de dichos requisitos.

Queda fuera de dicho conjunto de obligaciones sin embargo las recogidas en el apartado 3 del artículo 12 en materia de marca e imagen de marca. El hecho de que se deje fuera de tales obligaciones a este apartado 3 permite a esta CNE interpretar que las obligaciones en materia de ausencia de confusión de marca e imagen de marca no son meras obligaciones formales que puedan cumplirse mediante la mera adición de las expresiones “distribuidora” o “comercializadora” a la marca de las empresas de un mismo grupo, sino que suponen una prohibición de utilización de la misma marca e imagen de marca del grupo por ambos tipos de sociedades.

En el anteproyecto de Ley se eliminan las exenciones en materia de separación de actividades para las distribuidoras de menos de 100.000 clientes. Se considera adecuado eliminar la exención sobre el apartado 1, si bien se señala que la adaptación conllevará previsiblemente la realización de operaciones societarias de segregación de la rama de actividad regulada, a una sociedad de nueva creación, por parte de las distribuidoras de menos de 100.000 clientes que en la actualidad tienen participaciones en comercializadoras, productoras en régimen especial y en otros negocios no eléctricos.

Dada la experiencia de la CNE en el análisis de las operaciones de segregación, en las cuales se han impuesto condiciones con carácter general bajo la antigua redacción de la función 14^a, se considera necesario incorporar la previsión específica de que las operaciones que se realicen para adaptarse al apartado 1, estarán sometidas a la comunicación previa a la que se refiere la D.A. 9^a de la Ley 3/2013, relativa a la toma de participaciones en el sector energético, en los términos establecidos en la citada disposición. Así, se propone incorporar el siguiente apartado:

5. Las operaciones societarias que se realicen por parte de las distribuidoras de menos de 100.000 clientes para cumplir con las obligaciones establecidas en el apartado 1 del presente artículo, estarán sujetas a la comunicación que establece la D.A. 9^a de la Ley 3/2013, en los términos establecidos en la citada disposición.

4.13.3 Adaptación de las sociedades cooperativas de consumidores y usuarios (Disposición transitoria quinta)

Esta disposición tiene por objeto conceder un plazo de tres años a las sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, para su adaptación a los requisitos establecidos en la presente Ley para el ejercicio de su actividad

Reproduce sin embargo un párrafo que ya veía establecido en la disposición adicional novena de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

“Dichas sociedades cooperativas deberán ajustar su contabilidad a lo dispuesto en el artículo 20.1 y sus actividades a lo dispuesto en el artículo 14 de la presente Ley”.

Al cambiar la ubicación del párrafo anterior, de una disposición adicional a una disposición transitoria, cuyo párrafo inmediatamente anterior concede un plazo de tres años para la adaptación a la nueva Ley, podría interpretarse que las obligaciones de contabilidad y de separación de actividades no le son exigibles a las cooperativas hasta que transcurra dicho plazo de tres años.

4.14 Disposición derogatoria

4.15 Disposiciones finales

4.15.1 Modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico (Disposición final primera)

- El desajuste en las liquidaciones de las actividades reguladas que se produzca en 2013, será financiado por las 5 sociedades matrices de los grandes grupos energéticos que han venido financiando hasta la fecha el desajuste. Será a partir del 1 de enero de 2014, en que los desajustes pasarán a financiarse por todos los sujetos del sistema que perciben su retribución del sistema de liquidaciones.

Sin embargo, a pesar de que a partir del 1 de enero de 2014, los importes aportados en concepto de financiación del desajuste, se recuperarán en un plazo máximo de 5 años, para 2013 se fija un plazo de 15 años, sin que se establezca la posibilidad de ceder los derechos de cobro anticipadamente a FADE (como se ha determinado para el desajuste de 2012).

Las empresas financiadoras tendrán derecho a recibir un tipo de interés en condiciones de mercado. Esta Comisión considera que dicho tipo de interés habrá de establecerse teniendo en cuenta el plazo exigido de financiación, de 15 años En tanto no sea susceptible de cesión a FADE.

- A efectos de mantener la redacción con otros artículos del Anteproyecto, se propone sustituir las referencias a la Comisión Nacional de Energía por la Comisión Nacional de los Mercados y de la competencia.

A efectos de mantener la redacción con otros artículos del Anteproyecto, se propone sustituir las referencias a la orden por la que se revisan los peajes de acceso, por la orden prevista en el artículo 16.

4.15.2 Habilitación normativa (Disposición final segunda)

El apartado 1 de esta disposición se limita a establecer lo que no es sino un recordatorio de la potestad reglamentaria del Gobierno para desarrollo de la ley.

El apartado segundo sí contiene una habilitación específica al Gobierno para *“modificar la indexación de la retribución de las diferentes actividades reguladas del sector eléctrico.”* Esta escueta indicación conlleva la deslegalización del concreto aspecto *“Indexación”* en materia de retribuciones reguladas, habilitando al Gobierno para su modificación.

Si bien este tipo de disposiciones tiene acomodo en el grupo de “disposiciones finales”, según las *Directrices de técnica normativa* aprobadas por Acuerdo del Consejo de Ministros de 22 de julio de 2005, cabe señalar, respecto a su contenido, que podría ser conveniente indicar en qué supuestos o con qué criterios o principios, y con qué alcance en las retribuciones reguladas se otorga esta habilitación al Gobierno.

4.15.3 Propuesta de nueva disposición final: Modificación de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para el cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento UE 1227/2011 (REMIT)

El Reglamento (UE) Nº 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT), establece en su artículo 13 (“Aplicación de las prohibiciones de abuso de mercado”) que las autoridades reguladoras nacionales garantizarán que se apliquen las prohibiciones que establecen los artículos 3 (prohibición de realizar operaciones que supongan un uso de información privilegiada) y 5 (prohibición de manipulación o tentativa de manipulación de los mercados mayoristas de energía) y la obligación que establece el artículo 4 (obligación de publicar la información privilegiada), y que *“cada Estado miembro garantizará que sus autoridades reguladoras nacionales dispongan de los poderes de investigación y ejecución necesarios para desempeñar esa función a más tardar el 29 de junio de 2013”*.

Por su parte, el artículo 18 (“Sanciones”) obliga a los Estados miembros a establecer normas sobre las sanciones aplicables a las infracciones establecidas en REMIT, notificando dichas disposiciones a la Comisión Europea antes del 29 de junio de 2013. Asimismo, se establece que *“Los Estados miembros dispondrán que la autoridad reguladora nacional pueda dar a conocer públicamente las medidas o sanciones impuestas en caso de infracción del presente Reglamento, excepto cuando tal divulgación pueda provocar daños desproporcionados a las partes implicadas”*.

El 4 de abril de 2013 el Consejo de la Comisión Nacional de Energía aprobó el *“Informe sobre propuesta normativa para el desarrollo de los artículos 13 y 18 del Reglamento UE 1227/2011 (REMIT) en relación a los poderes de la CNE en materia de investigación, ejecución y sanción en el marco normativo español”* (Informe CNE de 4 de abril). En dicho

informe se proponía la implementación de los artículos 18 y 13 de REMIT a través de la modificación de la Ley 54/1997, del sector eléctrico y de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos.

En relación a las experiencias europeas relativas a la implementación de REMIT, a modo ilustrativo se menciona que al menos Alemania, Reino Unido y Austria han desarrollado recientemente los poderes de investigación, ejecución y sanción en su legislación nacional al amparo de REMIT, mientras que en Portugal las competencias tanto en materia de sanciones como de investigación en el sector eléctrico y en el gasista son asignadas al regulador energético portugués (ERSE). Por su parte, Francia ya tenía ciertas capacidades en estas materias desarrolladas previamente en su normativa. Concretamente:

- El 22 de octubre de 2010, se aprobó en Francia una normativa relativa a la regulación financiera y bancaria que amplió el ámbito de la supervisión de la CRE (regulador energético francés) de las transacciones con subyacente energético³⁴. Asimismo, este marco normativo estableció los principios que regulan la cooperación con la AMF (regulador financiero francés).
- El pasado mes de diciembre fue aprobada en Alemania una nueva "*Ley para la transparencia de los mercados mayoristas de electricidad y gas*". Dicha Ley incorpora disposiciones para una implementación efectiva del Reglamento Europeo (UE) N° 1227/2011 en Alemania, y en particular establece una "*Agencia para la transparencia de los mercados de electricidad y gas natural*" dentro del regulador energético (*Bundesnetzagentur, Bnetza*). La Ley regula también los intercambios de información y la coordinación entre la nueva agencia de transparencia y la autoridad responsable de competencia, así como con el regulador financiero. Asimismo, establece un marco sancionador respecto a las actuaciones que contravienen lo establecido en REMIT.
- El 28 de enero de 2013, se publicó en Portugal la Ley n° 9/2013, mediante la que se aprueba el régimen sancionador del sector energético transponiendo las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE. Las competencias tanto en materia de sanciones como de investigación en el sector eléctrico y en el gasista son asignadas al regulador energético portugués (ERSE).
- El pasado 29 de junio entró en vigor en el Reino Unido una nueva "*Ley para la integridad y transparencia de los mercados mayoristas de electricidad y gas*"³⁵ que atribuye a Ofgem (regulador británico) la capacidad para investigar y sancionar los abusos en los mercados mayoristas de la energía y que por tanto, da cumplimiento a lo establecido en los artículos 13 y 18 de REMIT, por lo que cada estado miembro debe garantizar que sus autoridades reguladoras nacionales disponga de los poderes de investigación y ejecución necesarios para desempeñar sus funciones en el marco de REMIT.
- Asimismo, el pasado 9 de julio, Austria aprobó en su Parlamento la legislación en materia de supervisión y sanción en el sector eléctrico y en el gasista. Las competencias en dichas materias son asignadas al regulador energético austriaco (E-Control).

³⁴ LOI n° 2010-1249 du 22 octobre 2010 de régulation bancaire et financière.

³⁵ The Electricity and Gas (Market Integrity and Transparency) (Enforcement etc.) Regulations 2013.

Para el caso particular español, y en relación al cumplimiento de las obligaciones contenidas en REMIT comentadas anteriormente, se realizan las siguientes observaciones para su inclusión en el Anteproyecto de ley.

En primer lugar, se considera necesario dar la competencia a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en materia de investigación de los mercados mayoristas de energía/electricidad, así como de ejecución para desempeñar las funciones establecidas en el artículo 13 de REMIT. Para ello se propone la inclusión de una disposición final en el Anteproyecto de ley para la modificación de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con el siguiente texto:

“Disposición final XX. Modificación de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

1. Se incluye un nuevo apartado 38 en el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con el siguiente tenor literal:

38. Garantizar la aplicación de las prohibiciones de uso de información privilegiada y manipulación de mercado, así como de la obligación de publicar información privilegiada, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento (UE) Nº 1227/2011, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía o en la normativa de desarrollo del mismo, pudiendo al efecto adoptar las actuaciones que resulten procedentes en el ejercicio de las potestades de inspección, ejecución y sanción”.

En este sentido se señala que el plazo establecido en REMIT para que cada Estado miembro garantizara que sus autoridades reguladoras nacionales dispusieran de los poderes de investigación y ejecución necesarios para desempeñar esa función finalizó el 29 de junio de 2013.

Cabe incidir de nuevo que si bien la CNMC a través de los artículos 7.14 y 7.15 de la Ley 3/2013 tiene entre sus funciones garantizar la transparencia y la competencia en el sector eléctrico (y el del gas natural), así como supervisar el grado y la efectividad de la apertura del mercado y la competencia en el mercado mayorista (así como en el minorista), estas dos funciones establecidas en dichos artículos 7.14 y 7.15 se corresponden, en términos generales, a las funciones que la Directiva 2009/72/CE establece que debe tener la autoridad reguladora nacional en los artículos 37(i) y 37(j) de dicha Directiva. No obstante, ni los artículos 7.14 y 7.15 de la Ley 3/2013 ni los artículos 37(i) y 37(j) de la Directiva recogen el espíritu ni el contenido de las funciones que debe tener la autoridad reguladora nacional bajo el Reglamento (UE) 1227/2011 (REMIT).

En otras palabras, dado que REMIT es posterior a la Directiva 2009/72/CE, y las funciones recogidas en los artículos 7.14 y 7.15 de la Ley 3/2013 se refieren en esencia a los artículos 37(i) y 37(j) de dicha Directiva, es necesario incluir de manera explícita entre las funciones de la CNMC las funciones y capacidades que el REMIT establece que debe tener la autoridad reguladora nacional de los Estados miembros, lo que supone, en el caso de España, que deban establecerse nuevas funciones y capacidades para la CNMC al objeto de dar cumplimiento al Reglamento (UE) 1227/2011.

Por último, se propone la inclusión de un segundo apartado en la anterior disposición final mediante la cual se habilite a la CNMC a establecer mediante Circular los desarrollos

normativos y los requerimientos de información necesarios para el cumplimiento de REMIT, con el siguiente redactado:

“Disposición final XX.

[...]

2. Se habilita a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a establecer mediante Circular los desarrollos normativos y los requerimientos de información necesarios para el cumplimiento de las obligaciones y de las prohibiciones establecidas en el Reglamento (UE) N° 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2011 sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía”.