

**PROPUESTAS REGULATORIAS
APROBADAS POR
EL CONSEJO DE LA CNE**

DOCUMENTO EXPLICATIVO

INDICE

1	MERCADO MAYORISTA	8
1.1	Mejoras en la regulación del régimen ordinario	8
1.1.1	Redefinir el sistema de pagos por capacidad para dar las señales adecuadas a la inversión en nueva potencia y a la disponibilidad de la potencia existente	8
1.1.1.1	Antecedentes	8
1.1.1.2	Propuesta.....	9
1.1.1.3	Informes de referencia	11
1.1.1.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	11
1.1.2	Nuevo mercado para la contratación y gestión de reserva de potencia adicional en el sistema.....	11
1.1.2.1	Antecedentes	11
1.1.2.2	Propuesta.....	12
1.1.2.3	Informe de referencia.....	14
1.1.2.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	14
1.2	Mejoras en la regulación del régimen especial	14
1.2.1	Mantener los elementos básicos de la regulación	14
1.2.1.1	Antecedentes	14
1.2.1.2	Propuesta.....	15
1.2.1.3	Informe de referencia.....	16
1.2.1.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	17
1.2.2	Otras mejoras en la regulación	17
1.2.2.1	Antecedentes	17
1.2.2.2	Propuesta.....	17
1.2.2.3	Informe de referencia.....	18
1.2.2.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	19
1.3	Mejoras operativas en el mercado al contado y en la operación del sistema	19
1.3.1	Posibilitar la mejora y el ajuste de los programas de las energías renovables no gestionables, más cerca del tiempo real, para reducir en lo posible el coste de los servicios de ajuste	19
1.3.1.1	Antecedentes	19



1.3.1.2	Propuesta.....	20
1.3.1.3	Informes de referencia	22
1.3.1.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	22
1.3.2	Mejoras para incrementar la transparencia del mercado al contado	23
1.3.2.1	Antecedentes	23
1.3.2.2	Propuesta.....	24
1.3.2.3	Informe de referencia	26
1.3.2.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	26
1.3.3	Medidas para mejorar la eficiencia de la gestión técnica del sistema	26
1.3.3.1	Antecedentes	26
1.3.3.2	Propuesta.....	26
1.3.3.3	Informes de referencia	31
1.3.3.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	31
1.4	Objetivos mínimos de eficiencia y calidad de los SEIE	32
1.4.1	Antecedentes	32
1.4.2	Propuesta.....	32
1.4.3	Informe de referencia	33
1.4.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	34
1.5	Supervisión del mercado mayorista a plazo.....	34
1.5.1	Antecedentes	34
1.5.2	Propuesta.....	35
1.5.3	Informes de referencia	36
1.5.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	36
2	MERCADO MINORISTA.....	37
2.1	Regulación del suministro de electricidad a clientes finales	37
2.1.1	Antecedentes	37
2.1.2	Propuesta.....	37
2.1.3	Informes de referencia	38
2.1.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	38
2.2	Procedimientos de cambio de suministrador	39
2.2.1	Antecedentes	39
2.2.2	Propuesta.....	39
2.2.3	Informes de referencia	40
2.2.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	41
2.3	Medidas para incentivar la transparencia.....	41



2.3.1	Antecedentes	41
2.3.2	Propuesta.....	41
2.3.3	Informes de referencia	42
2.3.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	42
2.4	Equipos de medida horaria	42
2.4.1	Antecedentes	42
2.4.2	Propuesta.....	43
2.4.3	Informes de referencia	43
2.4.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	43
2.5	Subastas de capacidad virtual	44
2.5.1	Antecedentes	44
2.5.2	Propuesta.....	45
2.5.3	Informes de referencia	46
2.5.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	46
2.6	Obligaciones de registro y supervisión del mercado minorista	46
2.6.1	Antecedentes	46
2.6.2	Propuesta.....	47
2.6.3	Informe de referencia.....	47
2.6.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	47
2.7	Los derechos del consumidor	47
2.7.1	Antecedentes	47
2.7.2	Propuesta.....	48
2.7.3	Informe de referencia.....	48
2.7.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	48
3	EL SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO Y LA TUR	48
3.1	Régimen jurídico de los consumidores traspasados automáticamente a un CUR	48
3.1.1	Antecedentes	48
3.1.2	Propuesta.....	49
3.1.3	Informes de referencia	50
3.1.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	50
3.2	Tratamiento de los consumidores que sin derecho a TUR son suministrados por un CUR.....	51
3.2.1	Antecedentes	51
3.2.2	Propuesta.....	51

3.2.3	Informes de referencia	52
3.2.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	52
3.3	Definición de consumidores vulnerables y desarrollo del bono social	53
3.3.1	Antecedentes	53
3.3.2	Propuesta.....	54
3.3.3	Informes de referencia	54
3.3.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	54
3.4	Procedimiento de cálculo de la TUR	55
3.4.1	Antecedentes	55
3.4.2	Propuesta.....	55
3.4.3	Informes de referencia	58
3.4.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	59
4	PROPUESTAS ADICIONALES	60
4.1	Supervisión de los costes regulados. Establecimiento de criterios objetivos para la elaboración de auditorías periódicas.	60
4.1.1	Antecedentes	60
4.1.2	Propuesta.....	61
4.1.3	Informe de referencia.....	62
4.1.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	62
4.2	Incentivo/penalización a la disminución de las pérdidas de energía y a la facturación de las tarifas de acceso.	62
4.2.1	Antecedentes	62
4.2.2	Propuesta.....	63
4.2.3	Informe de referencia.....	64
4.2.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	64
4.3	Salida de la retribución del transporte de los activos ya amortizados o dados de baja.	64
4.3.1	Antecedentes	64
4.3.2	Propuesta.....	66
4.3.3	Informe de referencia.....	66
4.3.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	66
4.4	Consolidación de la metodología retributiva para la actividad de distribución establecida en el Real Decreto 222/2008.....	67
4.4.1	Antecedentes	67
4.4.2	Propuesta.....	67

4.4.3	Informe de referencia	68
4.4.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	68
4.5	Regulación de los planes de inversión anuales y plurianuales de distribución 68	
4.5.1	Antecedentes	68
4.5.2	Propuesta.....	69
4.5.3	Informe de referencia.....	70
4.5.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	70
4.6	Adaptación de la normativa de acceso y conexión del régimen especial a la red 70	
4.6.1	Antecedentes	70
4.6.2	Propuesta.....	71
4.6.3	Informe de referencia.....	74
4.6.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	74
4.7	Desarrollar la metodología de tarifas de acceso a las redes	75
4.7.1	Antecedentes	75
4.7.2	Propuesta.....	75
4.7.3	Informes de referencia	76
4.7.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	77
4.8	Regular y, en su caso, liquidar saldos a favor del sistema	77
4.8.1	Antecedentes	77
4.8.2	Propuesta.....	77
4.8.3	Informes de referencia	78
4.8.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	78
4.9	Realizar un desarrollo normativo sobre la financiación de la compensación extrapeninsular con cargo a los Presupuestos generales del Estado.....	79
4.9.1	Antecedentes	79
4.9.2	Propuesta.....	79
4.9.3	Informe de referencia.....	80
4.9.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	80
4.10	Ajustar el precio de cesión en el déficit tarifario	80
4.10.1	Antecedentes	80
4.10.2	Propuesta.....	80
4.10.3	Informes de referencia	81
4.10.4	Votos particulares y concurrentes del Consejo.....	81

PROPUESTAS REGULATORIAS APROBADAS POR EL CONSEJO DE LA CNE - DOCUMENTO EXPLICATIVO

INTRODUCCIÓN

En el presente documento se recogen propuestas regulatorias del sector eléctrico aprobadas por el Consejo de la CNE en el periodo comprendido entre marzo de 2007 hasta febrero de 2011. Dichas propuestas están pendientes de incorporación en el marco de la normativa vigente, si bien, en opinión del Consejo, su aplicación debería ser considerada en el momento actual.

Las propuestas incluidas en el presente informe han sido aprobadas por el Consejo y están relacionadas con la regulación, por una parte, del mercado mayorista, distinguiendo entre las del régimen ordinario, del régimen especial, de la operativa en el mercado al contado y de la operación del sistema, de los objetivos mínimos de eficiencia y calidad de los SEIE y de la supervisión del mercado mayorista a plazo. Por otra parte, se incluyen propuestas regulatorias relacionadas con el mercado minorista, el suministro de último recurso y las TUR, así como otras propuestas regulatorias adicionales.

Para cada propuesta se incluye el antecedente que motivó la misma, la descripción de la propuesta en sí, la indicación del informe aprobado por el Consejo y los votos particulares y concurrentes de los miembros del Consejo de la CNE. Para los casos en que la propuesta aprobada por el Consejo ha sido considerada en sucesivos informes, se cita únicamente el último de ellos en que se recoge dicha medida.

Se anexa un cuadro resumen con las propuestas regulatorias aprobadas por el Consejo de la CNE, relativas a los temas indicados anteriormente que no han sido incorporados en la normativa vigente.

1 MERCADO MAYORISTA

1.1 Mejoras en la regulación del régimen ordinario

1.1.1 Redefinir el sistema de pagos por capacidad para dar las señales adecuadas a la inversión en nueva potencia y a la disponibilidad de la potencia existente

1.1.1.1 Antecedentes

El concepto retributivo de pago por capacidad existente en la normativa vigente, se establece porque la demanda de energía eléctrica es inelástica y porque el mallado de la red no es perfecto, lo que justifica la existencia de un “cap” de 180 €/MWh en el mercado, que finalmente impide a las centrales de punta recuperar todos sus costes fijos en los momentos en las que se las necesita. En consecuencia, el precio de la energía puede ser una señal insuficiente para garantizar la cobertura del suministro de electricidad.

El mecanismo actual de pagos por capacidad entró en vigor el 1 de octubre de 2007 y fue concebido en un entorno de demanda continuamente creciente y un volumen de energía renovable con una participación en el entorno del 20% en el sistema. Se configura como señal a largo plazo de recuperación de las inversiones, y como señal a corto plazo de incentivo de disponibilidad de las instalaciones. La regulación dotó al incentivo a la inversión con un importe de 28.000 €/MW cuando el índice de cobertura era de 1,1, pero no dotó el incentivo de disponibilidad más allá de un periodo transitorio¹. En ese momento, el hueco térmico y el precio del mercado, resultaban suficientes para que las nuevas instalaciones de régimen ordinario tuvieran un régimen de funcionamiento que les permitiera recuperar parte de sus costes fijos a través del mercado; el propio mercado contribuía a incentivar su disponibilidad; y la seguridad

¹ No obstante, en la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, se establecen nuevos precios unitarios para la financiación de los pagos por capacidad regulados en el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, teniendo en cuenta la previsión de los costes del servicio de restricciones por garantía de suministro regulado en el Real Decreto 134/2010

resultaba compatible con la libre decisión de los promotores sobre el mix de generación a instalar, consideraciones aparte sobre la dependencia energética.

Como se ha señalado anteriormente, la contracción de la demanda como consecuencia de la crisis económica, y el continuo crecimiento de las energías renovables de acuerdo con la senda necesaria para alcanzar los compromisos adquiridos, han alterado considerablemente el panorama, por lo que se considera necesario revisar el sistema de pagos por capacidad, especialmente en su vertiente de disponibilidad.

En junio de 2007, en el contexto del diseño de un plan de compatibilización regulatoria de los sectores eléctricos de España y Portugal, encargado por los Gobiernos de ambos países a las correspondientes Direcciones Generales de Energía, para dar impulso al Mercado Ibérico de Energía (MIBEL), *el Consejo de Reguladores elaboró una propuesta de mecanismo de garantía de suministro* que fue remitida a los correspondientes Gobiernos. Aunque los pagos por capacidad vigentes en España no reflejan por completo la mencionada propuesta del Consejo de Reguladores, sí la siguen en líneas generales, y, por tanto, esta Comisión no considera adecuado plantear un cambio profundo en el sistema de pagos por capacidad, sino más bien una complementación del mecanismo actual con los aspectos no implantados del acuerdo con el regulador portugués, así como otras posibles mejoras derivadas del contexto actual.

1.1.1.2 Propuesta

Se propone desarrollar el sistema de retribución por capacidad actual de tal forma que se garantice la rentabilidad y por tanto la disponibilidad de las instalaciones del sistema, dada la importancia para su seguridad. En este sentido, el Informe “Análisis del marco retributivo de la actividad de generación en régimen ordinario y su relación con el proceso de resolución de restricciones técnicas”, expresó la necesidad de un urgente revisión y desarrollo del sistema de pago de capacidad por servicio de disponibilidad de manera suficiente para compensar los costes fijos de operación y mantenimiento de las centrales de reserva o de punta de potencia, teniendo en cuenta las recomendaciones recogidas en la propuesta realizada al Consejo de Reguladores de MIBEL en junio de 2007, en particular sobre la extensión del pago por la disponibilidad a todas las tecnologías, de tal forma que se establezca una metodología adecuada que permita que el servicio cumpla los objetivos para los que se diseña.

Propuesta de mecanismo de garantía de suministro del Consejo de Reguladores del MIBEL

“El diseño persigue garantizar el suministro en el sistema ibérico mediante una metodología transparente, objetiva y coherente desde dos planos complementarios: por un lado, se pretende implantar un verdadero incentivo para que los generadores maximicen su disponibilidad cuando el sistema lo necesita, y por otro, una señal a la inversión que base su eficacia en la claridad y estabilidad de su diseño.”

Cálculo del incentivo a la disponibilidad

El incentivo a la disponibilidad constituye una retribución según la cual los reguladores en nombre de la demanda del sistema ibérico pretenden establecer un incentivo adicional al implícito en la señal de corto plazo que supone el precio de la energía en el mercado.

Cuanta menor sea esta cantidad, más se aproximará el despacho resultante al correspondiente a un mercado únicamente de energía (de hecho, se correspondería con el caso en el que el incentivo a la disponibilidad es nulo).

Por tanto, se propone que el regulador destine una cantidad a este concepto, que pueda constituirse en un incentivo válido para que los generadores se vean incentivados suficientemente a incrementar el peso de la fiabilidad del suministro dentro de sus políticas de gestión de las plantas.”

Informe sobre el análisis del marco retributivo de la actividad de generación en régimen ordinario y su relación con el proceso de resolución de restricciones técnicas

“CUARTA: Se considera urgente la revisión y el desarrollo del sistema de pago de la capacidad en su vertiente de disponibilidad de manera suficiente para compensar los costes fijos de operación y mantenimiento de las centrales de reserva o de punta de potencia, teniendo en cuenta las recomendaciones recogidas en la propuesta realizada al Consejo de Reguladores de MIBEL en mayo 2007, en particular sobre la extensión del pago por la disponibilidad a todas las tecnologías, de tal forma que se establezca una metodología adecuada que permita que el servicio cumpla los objetivos para los que se diseña.”

1.1.1.3 Informes de referencia

Como se ha indicado anteriormente, los informes de referencia para la revisión de los pagos por capacidad son los siguientes:

- Propuesta de mecanismo de garantía de suministro del Consejo de Reguladores del MIBEL de junio de 2007, aprobado por el Consejo de la CNE el 31 de mayo de 2007
- Informe sobre el análisis del marco retributivo de la actividad de generación en régimen ordinario y su relación con el proceso de resolución de restricciones técnicas, aprobado por el Consejo de la CNE el 29 de enero de 2009.

1.1.1.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

El informe de propuesta de mecanismo de garantía de suministro no tiene votos

El informe de análisis del marco retributivo no tiene votos.

1.1.2 Nuevo mercado para la contratación y gestión de reserva de potencia adicional en el sistema

1.1.2.1 Antecedentes

Con el objetivo de garantizar la disponibilidad de las reservas de potencia requeridas para la operación del sistema a corto plazo, Red Eléctrica de España propuso en septiembre de 2009 un nuevo Procedimiento de Operación para la Contratación y Gestión de Reserva de Potencia Adicional en el Sistema (P.O.3.9). Esta propuesta de procedimiento ya ha sido informada por la CNE, previo trámite de audiencia a través del Consejo Consultivo de esta Comisión (*Informe 7/2010, de 20 de mayo*), y se encuentra actualmente en espera de su aprobación mediante Resolución del Secretario de Estado de Energía.

El mecanismo propuesto permite la provisión de reserva de potencia, adicional a la resultante de los despachos del Programa Diario Viable Provisional (PDVP), mediante mecanismos de mercado, tanto si la reserva requerida es a subir o a bajar. Se trata de un pago diario de *disponibilidad de potencia*, ya que no se retribuye la energía (como se hace actualmente en el mecanismo de restricciones). La potencia asignada deberá estar disponible en los mercados de ajustes y de regulación posteriores, para lo cual,

las centrales asignadas deberán haber sido programadas al menos al mínimo técnico en los mercados diario o intradiarios.

La asignación del servicio de *reserva a subir* entre los distintos proveedores se realizará mediante subastas diarias, de participación potestativa, convocadas por el operador del sistema cuando detecte una situación de escasez de reserva en el sistema. Podrán participar únicamente las instalaciones térmicas, tanto del régimen ordinario como del especial de carácter gestionable, que tengan un programa de generación nulo en el PDVP. El coste del servicio, a juicio de la Comisión, debería ser imputado a las unidades de generación proporcionalmente a los desvíos en que incurran, entre el programa final y la generación real.

La asignación del servicio de reserva a bajar se efectuará a través de los mercados actuales de gestión de desvíos y regulación terciaria, mediante la introducción de la posibilidad de ofertar a precio negativo (es decir, un derecho de cobro asociado a una reducción de programa), con el objetivo de incentivar el funcionamiento por debajo del mínimo técnico de aquellos grupos con capacidad para ello.

1.1.2.2 Propuesta

Se propone la aprobación y puesta en marcha inmediata del Procedimiento de Operación para la Contratación y Gestión de Reserva de Potencia Adicional en el Sistema (P.O.3.9), ya informado por la CNE. Se trata de un mecanismo de mercado que proporciona disponibilidad de potencia adicional a subir y a bajar. El coste del servicio, a juicio de la Comisión, debería ser imputado a las unidades de generación proporcionalmente a los desvíos en que incurran, entre el programa final y la generación real.

La implementación de esta medida es sencilla, dado que se requiere su aprobación por resolución administrativa y que ha finalizado el trámite administrativo de informe de la CNE y la correspondiente audiencia pública. Por este motivo y por su impacto en la mejora de la operación del sistema, se considera necesaria su urgente adopción.

“ÚNICA.- Esta Comisión informa favorablemente la propuesta de contratación y gestión de reserva de potencia adicional en el sistema eléctrico peninsular español, siempre que se tengan en cuenta las Consideraciones expuestas en el presente Informe, a saber:

– Se considera preferible que, cuando menos en una primera fase de implantación, el nuevo servicio de reserva adicional a subir sea de carácter potestativo pero oferta obligatoria, como ocurre con la regulación terciaria.

– Se recomienda que los derechos de cobro generados por la prestación del servicio de reserva a subir se liquiden de acuerdo con un precio uniforme, es decir, de acuerdo con un esquema marginal, no de “pago según oferta”.

– Se recomienda imputar el coste del nuevo servicio de reserva adicional a subir a los agentes que originen la necesidad de su puesta en marcha, es decir, a las unidades de venta, excepto las importaciones, en proporción a sus desvíos de producción medidos respecto al programa horario de liquidación, con el fin de proporcionar una señal económica efectiva para mejorar la fiabilidad de los programas de producción y la participación en los mercados intradiarios. De esta forma, se espera que el OS pueda minimizar el requerimiento de reserva adicional, mejorando la eficiencia global del sistema.

– Se recomienda que el servicio de reserva adicional a subir sea ofertado por unidad de programación, no en portfolio o cartera. Esto no impediría, no obstante, permitir la sustitución de una unidad por otra en caso de indisponibilidad sobrevenida, eludiendo así la correspondiente obligación de pago.

Si la recomendación precedente no fuera atendida, se juzga imprescindible que, cuando menos, se establezca explícitamente que en ningún caso el volumen del “bloque indivisible” de una determinada oferta pueda ser superior al 75% de la totalidad del requerimiento de reserva adicional a subir en ninguno de los períodos de programación.

– Se recomienda plantear, en caso necesario, dos tramos, yuxtapuestos pero independientes, en el desarrollo de los proceso de gestión de desvíos y reserva terciaria a bajar: en un primer tramo los precios ofertados estarían limitados a cero; sólo si no se satisficieran los requerimientos del OS, habría lugar a un segundo tramo en el que se admitirían también precios negativos.

– Se recomienda que se cuantifiquen los requerimientos de capacidad técnica y operativa exigibles para la prestación del servicio de reserva adicional a subir en cuanto a tiempos de arranque y programación.”

1.1.2.3 Informe de referencia

La propuesta del Procedimiento de Operación para la Contratación y Gestión de Reserva de Potencia Adicional en el Sistema (P.O.3.9), se ha informado por la CNE en el Informe 7/2010 sobre la propuesta de contratación y gestión de reserva de potencia adicional en el sistema eléctrico peninsular español, aprobado por el Consejo de la CNE el 20 de mayo de 2010.

1.1.2.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

El referido informe no tiene votos.

1.2 Mejoras en la regulación del régimen especial

1.2.1 Mantener los elementos básicos de la regulación

1.2.1.1 Antecedentes

El sector eléctrico se encuentra liberalizado tanto en la generación como en la comercialización de electricidad. Los agentes que participan en estas actividades obtienen su remuneración en el mercado.

En los últimos años hemos asistido a la evolución del mix tecnológico de generación basado en unos casos en tecnologías menos intensivas en capital y en otros en un sistema de incentivos económicos adicionales a los precios del mercado que se conoce como Régimen Especial. Se van sustituyendo las tecnologías convencionales por otras mucho más eficientes energéticamente (como ciclos combinados y cogeneración que utilizan gas natural) y más limpias (como las basadas en las energías renovables, fundamentalmente, eólica, minihidráulica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica y biomasa).

La intervención en los precios mediante la regulación económica pretende provocar este cambio mediante la internalización de los costes ambientales y los de la garantía de suministro a largo plazo en el precio de la electricidad repercutido a los consumidores.

Además, para orientar el proceso se establece el Plan de Energías Renovables, y asimismo, de acuerdo con la Directiva, se ha establecido el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables, denominado PANER. Ambos, incentivos económicos y

planes constituyen las dos herramientas fundamentales de política energética y ambiental con que cuenta la Administración en un marco regulatorio liberalizado.

El marco regulatorio, tanto económico como del acceso a la red, se ha demostrado que resulta ser tan importante o más los propios recursos naturales.

De acuerdo con un informe de la Comisión de la Unión Europea de enero de 2008 sobre los mecanismos de promoción de las energías renovables en los países miembros, los sistemas de incentivos económicos son los que han resultado más efectivos y más eficientes. En particular, se destaca al sistema regulatorio español, donde con precios y potencias instaladas hasta el año 2006, se define como uno de los más efectivos y, al mismo tiempo, más eficientes (junto a Alemania y Dinamarca), dado que con él se alcanzan los objetivos de planificación, y se paga a los inversores un nivel tarifario similar al de los países de nuestro entorno. La Comisión de la UE también destaca que no todos los sistemas de incentivos son iguales, dado que en ellos son fundamentales dos aspectos que concurren en el caso español: la seguridad jurídica de los incentivos económicos y el libre acceso a la redes.

1.2.1.2 Propuesta

A la vista de lo anterior, esta Comisión, al informar la Propuesta de Real Decreto por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos al régimen especial, en septiembre de 2010, ha propuesto que, a futuro, se mantengan los siguientes elementos básicos de la regulación, como son:

1. Fijar nuevos objetivos para 2020 y su senda de implantación según el PANER: la regulación debe definir la capacidad prevista por tecnologías. Se debe mantener el preregistro como elemento de ordenación de la entrada de nuevas instalaciones, conforme a la senda prevista en el PANER.
2. Establecer los incentivos económicos para las nuevas instalaciones puestas en marcha a partir de 2012 de forma que obtengan una rentabilidad razonable, asegurando su retribución durante la vida económica de la instalación.
3. Profundizar en los requerimientos técnicos de las instalaciones de generación que puedan facilitar la operación segura del sistema, como la elaboración de un programa cada vez más firme (para ello es clave la figura del representante y su papel de agregador de ofertas), y la adscripción a un centro de control.

4. Considerar el precio de mercado que corresponda (de corto o de medio plazo) a efectos del cálculo de la prima equivalente que debe ser liquidada a las instalaciones por encima del precio del mercado y recogida en las tarifas de acceso.
5. Adaptar la regulación del acceso y conexión del régimen especial a la red, conforme a la propuesta de Real Decreto de la CNE efectuada en abril de 2009.
6. Modificar la regulación del sistema de garantía de origen y etiquetado de la electricidad a lo previsto en la nueva Directiva sobre renovables.

En el citado informe se realizaban las siguientes consideraciones:

“1.- Se ha de definir la nueva capacidad de régimen especial prevista para el año 2020, por tecnologías, una vez que sean aprobados por Ley los objetivos generales.

2.- Conforme a la regulación económica vigente, durante 2010, se deben establecer las tarifas y primas aplicables a las nuevas instalaciones de régimen especial que sean puestas en marcha a partir de 2012. En el epígrafe 5.3 de este informe y en su Anexo I se ofrece información económica de las tecnologías tipo puestas en marcha durante 2008 y 2009 y se recoge una propuesta de retribución.

3.- Se considera adecuado profundizar en la mejora de los requerimientos técnicos, para la integración del régimen especial en el sistema eléctrico, en línea con gran parte del contenido de la propuesta de Real Decreto que se informa.

4.- Se debe establecer un nuevo Real Decreto de acceso y conexión a la red eléctrica que afecte a las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica de régimen especial, incluyendo las de menor potencia, conforme a la propuesta efectuada por la CNE en abril de 2009, que junto a la memoria justificativa se adjunta como Anexo II a este informe.

5.- En línea con la propuesta de Real Decreto que se informa, se debe reforzar y mejorar el sistema de garantía de origen y etiquetado de la electricidad, una vez que se cuenta con la experiencia de tres años de funcionamiento de este sistema.”

1.2.1.3 Informe de referencia

La anterior propuesta se encuentra detallada en el Informe 24/2010 de la CNE sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se regulan y modifican determinados

aspectos relacionados con el régimen especial, aprobado por el Consejo de la CNE el 14 de septiembre de 2010.

1.2.1.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

Sobre el referido informe se emitieron los siguientes votos:

- Votos Concurrentes formulados por la Presidenta, D^a María Teresa Costa Campí, el Consejero D. Sebastián Ruscalda, y el Consejero D. Jaime González González.
- Voto Particular formulado por el Consejero D. Luis Albentosa Puche.

1.2.2 Otras mejoras en la regulación

1.2.2.1 Antecedentes

La regulación jurídica y económica del régimen especial, a parte de la Ley 54/21997, de 27 de noviembre, y el Real Decreto-Ley 6/2009, corresponde en general al Real Decreto 661/2007, de 23 de mayo, al Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto y al Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre. Para la tecnología fotovoltaica habrá que aplicar adicionalmente Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, y el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre. Para las tecnologías eólica y solar termoeléctrica, se ha de aplicar específicamente el Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre. Y para la cogeneración, también el Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo.

1.2.2.2 Propuesta

En relación con el régimen retributivo de las instalaciones de régimen especial se han realizado las siguientes propuestas:

- En el Real Decreto 1565/2010 se ha previsto una reducción extraordinaria de las tarifas de las nuevas instalaciones fotovoltaicas, manteniendo el sistema del registro de preasignación (cupos) del Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre. No obstante lo anterior, para reducir la lista de espera de instalaciones para ser inscritas en el citado registro, se propone una regulación alternativa: la desaparición del preregistro en la tecnología de suelo y en techo (en este caso para potencias superiores a 20 kW) y la convocatoria de subastas trimestrales/anuales. Asimismo, y con carácter general, se propone analizar la viabilidad del establecimiento de un sistema de subastas para

retribuir la nueva capacidad renovable adicional a la prevista en los registros de preasignación y que deba ponerse en marcha para el cumplimiento de los objetivos del año 2020.

- Se considera que se debería modificar el régimen retributivo de las instalaciones eólicas inspeccionadas por la CNE e informadas al MITyC que a 31.12.2007, fecha de cambio retributivo, no tenían todos sus aerogeneradores instalados o bien no tenían en servicio la línea de evacuación, en línea con el Real Decreto 1003/2010, de la tecnología fotovoltaica.
- Se propone la eliminación del artículo 50.3 del Real Decreto 661/2007 que establece la revocación del derecho de aplicación del régimen económico del régimen especial para las instalaciones de cogeneración que no hubieren cumplido su rendimiento eléctrico equivalente una segunda vez durante la vida de la instalación.

Dichas propuestas están en línea con las conclusiones de citado informe 24/2010 de la CNE:

“- Con respecto a la retribución de las nuevas instalaciones fotovoltaicas se considera adecuada la reducción extraordinaria de las tarifas propuesta por el Ministerio. No obstante lo anterior, para reducir la lista de espera de instalaciones para ser inscritas en el registro de preasignación, se propone una regulación alternativa: la desaparición del preregistro en la tecnología de suelo y la convocatoria de subastas trimestrales/anuales mediante el mecanismo de sobre cerrado.”

“- Se considera que se debería incluir en la propuesta de Real Decreto una regulación análoga a la contenida en el Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, pero adaptada a la tecnología eólica, considerando la fecha límite de cambio de regulación de 31.12.2007, y el informe de inspección remitido en su día por la CNE al Ministerio.”

“- Eliminación del artículo 50.3 del Real Decreto 661/2007 que establece la revocación del derecho de aplicación del régimen económico del régimen especial para las instalaciones de cogeneración que no hubieren cumplido su rendimiento eléctrico equivalente una segunda vez durante la vida de la instalación.”

1.2.2.3 Informe de referencia

La anterior propuesta se encuentra detallada en el Informe 24/2010 de la CNE sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se regulan y modifican determinados

aspectos relacionados con el régimen especial, aprobado por el Consejo de la CNE el 14 de septiembre de 2010.

1.2.2.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

Sobre el referido informe se emitieron los siguientes votos:

- Votos Concurrentes formulados por la Presidenta, D^a María Teresa Costa Campí, el Consejero D. Sebastián Ruscalleda, y el Consejero D. Jaime González González.
- Voto Particular formulado por el Consejero D. Luis Albentosa Puche.

1.3 Mejoras operativas en el mercado al contado y en la operación del sistema

1.3.1 Posibilitar la mejora y el ajuste de los programas de las energías renovables no gestionables, más cerca del tiempo real, para reducir en lo posible el coste de los servicios de ajuste

1.3.1.1 Antecedentes

Si bien se considera satisfactorio el diseño actual de los mercados intradiarios, pues han respondido adecuadamente a las necesidades de ajuste de los programas de los sujetos del mercado. se considera necesario profundizar en la conveniencia de compaginar el actual modelo en sesiones con un mercado continuo *first-come-first-served* entre sesiones, en las horas que median de un intradiario a otro, de acuerdo con las propuestas surgidas en ERGEG en relación con el progreso de las Iniciativas Regionales en el marco del comercio transfronterizo. Esta medida favorece el ajuste de los programas de las energías renovables no gestionables, incentivadas a reducir el coste de sus desvíos.

Otra alternativa que cabría analizar sería la posibilidad de incrementar el número de mercados intradiarios con el fin de disminuir el espacio de tiempo entre el cierre de cada mercado intradiario y la primera hora de programación. Con ello es posible

reducir los desvíos de las energías renovables que presentan una mayor dificultad de previsión en sus programas.

Por lo que se refiere a la imputación del coste de los desvíos, el modelo actual es de precio dual. En él se valora el desvío a precio de mercado, cuando acompaña el sentido de las energías de ajuste (es decir, cuando el desvío de una unidad de generación coincide con el del sistema), y a precio de las energías de ajuste, cuando el desvío tiene sentido contrario (es decir, cuando el desvío de una unidad de generación tiene sentido contrario con el desvío del sistema). En definitiva, cuando el sentido del desvío (a subir /bajar) de un programa coincide con el sentido demandado por el operador del sistema no existe sobrecoste por este concepto.

Este modelo incentiva el ajuste del desvío en ambos sentidos para las unidades de generación gestionables, pues existe un precio intermedio entre el mercado diario y el de las energías de ajuste, al que interese negociar en intradiarios entre agentes que se vayan a desviar a favor y agentes que se vayan a desviar en contra del sistema.

En el caso de tecnologías no gestionables, con el sistema actual un agente podría tener el incentivo a desplazar su previsión hacia el lado que le permita tener más probabilidad de acompañar el sentido de las energías de ajuste. Por tanto preferiría quedarse corto en su programa cuando el sentido esperado de los servicios de ajuste fuese a subir, de tal forma que sus desvíos queden en el sentido de las energías de ajuste del sistema. Y de forma análoga le interesaría quedarse largo cuando el sentido esperado de las energías de ajuste del sistema fuese a bajar.

Se considera que en el caso de las tecnologías no gestionables, el actual sistema de imputación del coste del desvío no las incentiva suficientemente para ajustar progresivamente su programa corrigiendo su posición en los sucesivos mercados intradiarios, dado que existe un componente de aleatoriedad que en determinadas ocasiones las exime del pago del coste del posible desvío.

1.3.1.2 Propuesta

En relación con la problemática indicada se han realizado las siguientes propuestas:

- Mercado continuo entre dos mercados intradiarios. Analizar el encaje de los mercados intradiarios del MIBEL en el marco de las propuestas relacionadas en ERGEG sobre el establecimiento de un mercado continuo de ajustes. Como se indica en el Informe del Comité Técnico del Consejo de Reguladores de MIBEL: “76. Si bien se considera satisfactorio el diseño actual del intradiario,

pues responde adecuadamente a las principales necesidades de los sujetos del mercado, el Consejo de Reguladores analizará la conveniencia de compaginar el actual modelo en sesiones con un mercado continuo first-come-first-served entre sesiones, en las horas que median de un intradiario a otro.”

- Más sesiones de los mercados intradiarios. Una posibilidad sencilla y con gran beneficio potencial sería añadir una nueva sesión de mercado intradiario, después de la sexta (y adelantando consecuentemente la quinta sesión en una hora), lo mas cercana posible al tiempo real, dado que es en estas últimas sesiones donde aparecen actualmente los mayores espacios de tiempo, con unos periodos de programación que coinciden además con las horas punta del sistema. En el referido Informe 24/2010 de la CNE se formulan entre otras, esta propuesta: *“La regulación vigente obliga a las instalaciones de régimen especial a elaborar un programa de funcionamiento y como se ha comentado anteriormente las penaliza económicamente si no lo cumplen. Las previsiones de las energías no gestionables elaboradas generalmente por sus representantes, presentan una gran incertidumbre cuando se realizan lejos del tiempo real (con errores superiores al 30% en las ofertas de tecnología eólica), que sin embargo se reducen enormemente cuando nos acercamos al tiempo real y se computan de forma agregada (con errores actuales del 8%, cuando unos años atrás superaban el 12%). Mediante la participación de los representantes en los mercados intradiarios se minimizan estos errores. Una posibilidad es incrementar en una sesión más los mercados intradiarios con el fin de disminuir el espacio de tiempo entre el cierre de cada mercado intradiario y la primera hora de programación. Se considera conveniente que se fije en una disposición adicional de la propuesta de RD el establecimiento de siete sesiones del mercado intradiario, lo que supone la introducción de una sesión más después de la sexta (y adelantando consecuentemente la quinta sesión en una hora), dado que es en estas sesiones donde aparecen actualmente los mayores espacios de tiempo desde que cierra el mercado hasta el tiempo real, y además corresponden a unos periodos de programación que coinciden con las horas punta del sistema.”*
- Imputación del coste de los desvíos independientemente de su sentido. Para evitar la falta de incentivo de las energías renovables no gestionables para

ajustar su programa y para reforzar la calidad de su previsión, y minimizar la potencia de reserva adicional que ha de programar el operador del sistema, se considera necesaria la implementación de un sistema de liquidación de desvíos que penalizara éstos en ambos sentidos. En este sentido en el referido Informe 24/2010 de la CNE se propone: *“Se considera que en el caso de las tecnologías no gestionables, el actual sistema de imputación del coste del desvío no incentiva suficientemente a estas tecnologías para ajustar progresivamente su programa, corrigiendo su posición en los sucesivos mercados intradiarios, dado que existe un componente de aleatoriedad que en determinadas ocasiones las exime del pago del coste del posible desvío. Para evitar este efecto y para reforzar la calidad de la previsión de las energías renovables que minimizaría la potencia de reserva adicional que ha de programar el operador del sistema, se considera necesario que se establezca en una disposición adicional de la propuesta de RD que la liquidación de los desvíos a las unidades de programación respecto a la medida de energía real estará basado en el coste total del desvío y en el valor absoluto del mismo.”*

1.3.1.3 Informes de referencia

Las anteriores propuestas se han incluido en los siguientes informes:

- Informe del Comité Técnico del Consejo de Reguladores del MIBEL *Puntos de reflexión y recomendaciones sobre la organización y el modelo de funcionamiento del MIBEL*, aprobado por el Consejo de la CNE el 15 de abril de 2010.
- Informe 24/2010 de la CNE sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se regulan y modifican determinados aspectos relacionados con el régimen especial, aprobado por el Consejo de la CNE el 14 de septiembre de 2010.

1.3.1.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

El Informe de Comité Técnico del Consejo de Reguladores del MIBEL no tiene votos.

Sobre el Informe 24/2010 se emitieron los siguientes votos:

- Votos Concurrentes formulados por la Presidenta, D^a María Teresa Costa Campí, el Consejero D. Sebastián Rusalleda, y el Consejero D. Jaime González González.

- Voto Particular formulado por el Consejero D. Luis Albentosa Puche.

1.3.2 Mejoras para incrementar la transparencia del mercado al contado

1.3.2.1 Antecedentes

La posibilidad de introducir ofertas complejas en las ofertas al mercado tiene —o tenía— su razón de ser en garantizar la factibilidad de la solución ofrecida por el algoritmo de casación, previniendo soluciones físicamente inviables derivadas de limitaciones estrictamente técnicas. Así, el diseño de las reglas de mercado integra hasta el momento un fuerte componente de despacho físico y técnico, como consecuencia de la definición de las unidades de oferta y de la posibilidad de reproducir la gestión técnica de las instalaciones de producción de energía eléctrica a través de la realización de ofertas en modo complejo. Dado que al mercado diario le siguen hasta el momento un total de seis mercados intradiarios para rectificar o ajustar las ofertas inicialmente presentadas al diario, y tras una década de experiencia acumulada, podría ser innecesario mantener esta complejidad añadida al diseño (y por lo tanto a la casación) de las ofertas, lo que facilitaría el acoplamiento con los mercados de la UE.

Por otra parte, los contratos bilaterales intragrupo suponen aproximadamente el 50% del mercado al contado. En línea con la Directiva Europea 2009/72/CE y el Reglamento 714/2009, aprobados por el Parlamento y el Consejo Europeo el 13 de julio de 2009, y las recomendadas en el ámbito de los trabajos del CEER/ERGEG, se considera necesario el desarrollo de mecanismos que aumenten la transparencia sobre los contratos bilaterales físicos, en particular cuando se trata de contratos intragrupo entre generadores y comercializadores, con el fin de favorecer una formación transparente de los precios mayoristas, evitando que constituyan una barrera a la entrada para nuevos agentes.

Ambas propuestas se incluyen en el Informe del Comité Técnico del Consejo de Reguladores de MIBEL *Puntos de reflexión y recomendaciones sobre la organización y el modelo de funcionamiento del MIBEL*. Sesión del Consejo de la CNE el 15 de abril de 2010.

1.3.2.2 Propuesta

En el contexto del Consejo de Reguladores del MIBEL esta Comisión ha apoyado las siguientes propuestas:

Supresión de determinadas ofertas complejas. Cabría plantear la posibilidad de suprimir algunas de las condiciones complejas, en particular las de indivisibilidad y gradiente de carga (mínimo técnico y rampas), así como analizar la conveniencia de mantener la condición de ingresos mínimos, por su posible interferencia en el funcionamiento global de los distintos mercados de energía eléctrica y en la integración con los restantes mercados europeos.

“81.La posibilidad de introducir ofertas complejas en las ofertas al mercado tiene —o tenía— su razón de ser en garantizar la factibilidad de la solución ofrecida por el algoritmo de casación, previniendo soluciones físicamente inviables derivadas de limitaciones estrictamente técnicas. Así, el diseño de las reglas de mercado integra hasta el momento un fuerte componente de despacho físico y técnico, resultante, principalmente, de la definición de las unidades de oferta y de la posibilidad de reproducir la gestión técnica de las instalaciones de producción de energía eléctrica a través de la realización de ofertas en modo complejo. Unas y otras circunstancias no son de carácter generalizado —las unidades de oferta de las centrales térmicas están desagregadas por grupos y las de las hidráulicas corresponden a la asociación de centrales situadas sobre una misma cuenca y despachadas de forma coordinada. Además, la utilización de las ofertas complejas que realiza cada agente es diferente dependiendo de la composición de su mix de generación, ya que las ofertas complejas son sólo aplicables a las centrales térmicas. Dado que al mercado diario siguen un total de seis intradiarios para rectificar o ajustar las ofertas inicialmente presentadas al diario, y tras una década de experiencia acumulada, podría ser innecesario mantener esta complejidad añadida al diseño (y por lo tanto casación) de las ofertas.

82. El Consejo de Reguladores planteará, con los agentes del mercado y los operadores del mercado y del sistema, la posibilidad de suprimir algunas de las condiciones complejas, en particular las de indivisibilidad y gradiente de carga (mínimo técnico y rampas), así como analizar los efectos de la aplicación de la condición de ingresos mínimos, y su posible interferencia en el funcionamiento global de los

distintos mercados de energía eléctrica y en la integración con los restantes mercados europeos.”

Supervisión de los contratos bilaterales físicos y publicidad de la información agregada. La supervisión de los contratos bilaterales físicos y su publicidad agregada constituyen mecanismos contemplados en la normativa europea vigente, para permitir a las autoridades reguladoras y supervisoras el acceso a la información relevante de los contratos bilaterales, aunque preservando en todo caso la confidencialidad de la información comercialmente sensible. A este respecto cabe señalar la reciente Sentencia de la Audiencia Nacional² que desestima el recurso de UNESA contra la Circular sobre los precios de aprovisionamiento de gas, y abre el camino a la posibilidad de realizar requerimientos similares en relación con los aprovisionamientos de electricidad en el mercado mayorista basados en contratos bilaterales intra-grupo.

“50. Considerando el conjunto de los mercados mayorista y minorista, se plantean las siguientes propuestas, dirigidas a mejorar el estado actual de la competencia:

a) Desarrollo de mecanismos que aumenten la transparencia sobre los contratos bilaterales físicos, en particular cuando se trata de contratos intra-grupo entre generadores y comercializadores, con el fin de favorecer una formación transparente de los precios mayoristas, que no constituya una barrera a la entrada para nuevos agentes y que sean conocidos por los supervisores de dichos mercados. Estos mecanismos deberán ceñirse a las directrices incluidas en la Directiva Europea 2009/72/CE y al Reglamento 714/2009, aprobados por el Parlamento y el Consejo Europeo el 13 de julio de 2009, y a las recomendadas en el ámbito de los trabajos del CEER/ERGEG, permitiendo a las autoridades reguladoras y supervisoras el acceso a la información relevante, pero preservando en todo caso la confidencialidad de la información comercialmente sensible.

Paralelamente, el Consejo de Reguladores recomienda que se le habilite normativamente para el establecimiento de mecanismos de colaboración entre las autoridades reguladoras, en concreto las sectoriales, para el intercambio de la información anterior, en línea con lo establecido en el artículo 10.4 del Convenio

² Sentencia de la Audiencia Nacional del 1 de julio de 2010 por la cual se desestima el recurso de UNESA contra la Circular 4/2008 de la CNE para la petición de precios de aprovisionamiento del mercado mayorista español del gas, y Sentencias de 29 de noviembre de 2010 contra la misma Circular 4/2008, que desestiman los recursos interpuestos por Gas Natural, Iberdrola y Unión Fenosa Comercializadora.

Internacional de Santiago y la recomendación de la Directiva 2009/72/CE, máxime cuando está pendiente su transposición a la normativa de cada país.”

1.3.2.3 Informe de referencia

Las anteriores propuestas se han detallado en el Informe del Comité Técnico del Consejo de Reguladores del MIBEL, sobre Puntos de reflexión y recomendaciones sobre la organización y el modelo de funcionamiento del MIBEL, aprobado por el Consejo de la CNE el 15 de abril de 2010.

1.3.2.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

El Informe de Comité Técnico del Consejo de Reguladores del MIBEL no tiene votos.

1.3.3 Medidas para mejorar la eficiencia de la gestión técnica del sistema

1.3.3.1 Antecedentes

Tras la programación en cada mercado diario e intradiario, la gestión técnica del sistema incluye los siguientes procesos: la solución de restricciones técnicas, los servicios de ajuste generación-demanda, más o menos próximos al tiempo real, y las emergencias en el más corto plazo.

La experiencia acumulada en los últimos años apunta la conveniencia, o incluso necesidad, de introducir mejoras en estos procesos. Ya se ha señalado que una buena gestión técnica (mecanismos de reserva y balance) puede facilitar la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico. En este punto se exponen otros aspectos en los que puede mejorarse la gestión técnica del sistema, así como formas de reducir su impacto económico sobre la demanda.

1.3.3.2 Propuesta

Esta Comisión ha realizado las siguientes propuestas para mejorar la eficiencia de la gestión técnica del sistema:

1. Revisión del actual mecanismo de gestión de restricciones técnicas, en concreto, de la vertiente económica del mismo.

El diseño del mecanismo actual de gestión de restricciones se basa en la suposición de que el servicio se presta en un entorno competitivo, selecciona las modificaciones de programa con un criterio de mínimo coste entre las técnicamente posibles, retribuyéndolas a precio de oferta. Es precisamente esta última característica la que introduce un problema en el servicio. Muchas restricciones técnicas son de tipo zonal, siendo pocas las instalaciones con capacidad para solventarlas, por lo que llegan a resolverse en un entorno no competitivo, permitiendo que algunos agentes con poder de mercado incrementen sus ofertas más allá del coste del servicio.

Con el fin de racionalizar el servicio la CNE propuso en abril de 2010 el establecimiento de una retribución regulada para el mecanismo de resolución de restricciones técnicas, en aquellas situaciones en las que no existiera suficiente competencia efectiva. Esta retribución debería estar ligada a un desarrollo adecuado de los mecanismos de pago por capacidad, tal que permitieran una recuperación equitativa de los costes fijos de producción, en la medida en que se considere necesario. En un contexto de una reflexión más amplia del marco regulatorio del mercado eléctrico, se podrían valorar otras alternativas como el establecimiento de contratos entre los generadores y el operador del sistema para la provisión del servicio de resolución de restricciones en el medio-largo plazo. Este tipo de contratación en un horizonte superior al diario permitiría además incentivar la disponibilidad de las instalaciones. Debería, por tanto, diseñarse el mecanismo de solución de restricciones técnicas con precios regulados en coordinación con el sistema de pagos por capacidad y/o disponibilidad.

“Primero.- La retribución regulada se aplicará a aquellos programas de restricciones técnicas cuya resolución se lleve a cabo en un entorno no competitivo. A estos efectos, se define la existencia de un entorno no competitivo como aquel en el que las centrales de la misma tecnología que pueden resolver un problema local en un momento dado pertenezcan como máximo a uno o dos titulares.. El mecanismo de ofertas en competencia vigente en la actualidad se aplicaría a los programas de restricciones técnicas locales en los cuales participen unidades de propiedad de más de dos titulares.

Este mecanismo introduce la ventaja de limitar el número de situaciones en las que se retribuiría en base a los estándares establecidos, lo que posiblemente facilitaría su introducción.

Por otra parte, los despachos a bajar (congestiones de evacuación, etc.) no suponen un coste extra para el sistema, puesto que se materializan como una anulación de programa.

El resto de casos de solución de restricciones técnicas (insuficiencia de reserva, etc.) permiten la participación de todas las unidades de oferta habilitadas y por tanto se desarrollan en competencia.

Segundo.- La retribución de las restricciones a subir se debería calcular sobre la base de los costes variables estimados para la prestación de los servicios para cada una de las tecnologías que participan en el servicio. Esta retribución debería reflejar la variación temporal de los costes variables de producción, esencialmente, las cotizaciones en los mercados de las materias primas y los derechos de emisión, y debería incluir otros costes más complejos, como el arranque de las centrales o los distintos valores de rendimiento según el nivel de carga de funcionamiento.

Otra solución, que sustituyera la fijación de estándares, es que cada central suscribiera, en el momento de su autorización o en el contrato de adhesión a las reglas del mercado, una declaración de los distintos componentes de coste variable que incorporan sus ofertas en el proceso de restricciones, así como la firma de un código de conducta.

Tercero.- No obstante lo anterior, hay algunas tecnologías para las que resulta muy complejo estimar un coste de producción propiamente dicho, como ocurre en el caso de las centrales hidráulicas y del régimen especial. En este caso se podría utilizar una estimación basada en el precio resultante del mercado diario. Sin embargo, ante la posibilidad de que dicha estimación no refleje la realidad de las instalaciones, se propone que en estos casos no se aplique la retribución a precio regulado, sino que se considere dicho precio regulado como un máximo de referencia público y publicado. Siempre que la oferta del agente para un día concreto sea superior a la referencia, le serán exigidas las justificaciones pertinentes.”

2. Revisión del servicio de regulación secundaria

La regulación secundaria es proporcionada en la actualidad por las zonas de regulación, en las que se incluyen una serie de centrales de generación que, cumpliendo unas determinadas características, son gestionadas por un mismo agente. Estas zonas cumplen una doble función: proporcionan al sistema una banda de

regulación en la que pueden aportar energía rápida (tiempo de respuesta 100 segundos) y permiten a las unidades que las componen la compensación de los desvíos en los que incurren, evitando pagar el coste de los mismos.

Se propone revisar el servicio de regulación secundaria (para instalaciones de producción que pueden ser proveedores del servicio) y sustitución de las zonas de regulación por perímetros de equilibrio para el cálculo y liquidación de los desvíos. Por transparencia, seguridad y equidad con los demás sujetos del sistema, se propone separar ambas funciones de las zonas de regulación. Por una parte, las zonas deberían estar integradas exclusivamente por las instalaciones de producción que tienen capacidad para proveer el servicio, así la seguridad del sistema se vería incrementada por la identificación precisa de aquellos grupos que contribuyen a operar la banda de regulación secundaria, así como del volumen real de dicha banda. Por otra parte, se introducirían los perímetros de equilibrio para el cálculo y liquidación de los desvíos, lo que daría una mayor transparencia y permitiría una participación más amplia de instalaciones en la agregación de programas para la consolidación de desvíos, pudiendo reducirse asimismo las necesidades de energía de regulación. A este respecto, en el contexto del Consejo de Reguladores del MIBEL, se recomendó lo siguiente:

“107. Por lo que respecta a los servicios de sistema en España, se propone:

- 1. Separar la prestación del servicio de regulación secundaria de la función de agregación de programas para la consolidación de desvíos, pues la operación del sistema se vería beneficiada por la identificación precisa de aquellos grupos que verdaderamente contribuyen a operar la banda de regulación de manera eficaz. ... “*

3. Implantación de un mercado transfronterizo de servicios de balance entre los operadores del sistema correspondientes

Con el fin de facilitar la mayor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico al mínimo coste, resulta necesario avanzar en la progresiva integración de los mercados de servicios de ajuste con los sistemas de Portugal y Francia. Para ello, resulta preciso implantar cuanto antes la totalidad del modelo TSO-TSO³, sin perjuicio

³ La opción TSO-TSO es una de los tres mecanismos propuestos en el documento de ERGEG “Guidelines of Good Practice on balancing markets”.6-Diciembre-2006. En este mecanismo, las

de una posterior evolución hacia modelos que permitan una mayor integración. Existe un consenso generalizado en cuanto a que el mecanismo adoptado debe partir del principio de no reserva de capacidad transfronteriza para la provisión de servicios de balance, así como garantizar la reciprocidad y no discriminación de los participantes de unos y otros sistemas.

Los principales aspectos clave a dilucidar para su implantación corresponden a: i) la adopción de metodologías homogéneas en el cálculo de la capacidad comercial, ii) la compatibilidad de los productos a negociar, y iii) la armonización de los horarios de cierre de los mercados. El más complejo de estos puntos es el de la compatibilidad de los servicios de balance; en España el mercado a integrar se desdobra en dos: regulación terciaria y gestión de desvíos, que habrían de reunirse en un nuevo mercado de servicios de balance de oferta obligatoria, más acorde con los existentes en Portugal y Francia, en el que participaran instalaciones capaces de movilizarse en 30 minutos, con un margen de tiempo de una hora para identificar la capacidad libre y *coordinar los servicios de balance entre TSOs*. A este respecto, en el contexto del Consejo de Reguladores del MIBEL, se recomendó lo siguiente:

“108. En cuanto a la progresiva integración de ambos mercados de servicios de sistema, el Consejo de Reguladores aconseja: Implantar cuanto antes la totalidad del “modelo A” propuesto en su día por los operadores de sistema, sin perjuicio de una posterior evolución hacia modelos que permitan una mayor integración.”[...]” El “modelo A” consiste en el intercambio de reserva de regulación; en el “modelo B”, los agentes ofrecen reserva en ambos mercados de forma simultánea; el “modelo C” se basa en la constitución de un coordinador de operadores de sistema”.

4. Analizar la aportación de servicios desde la demanda (grandes consumidores)

El servicio de interrumpibilidad vigente para los grandes consumidores está sometido a una retribución regulada. En línea con las propuestas de mejora planteadas para la prestación de los servicios de reserva del sistema destinados a las instalaciones de producción, sería deseable que el servicio de interrumpibilidad se proporcionara igualmente en competencia, mediante mecanismos de mercado. Por tanto, se debería implementar un mecanismo de mercado para la retribución del servicio de interrumpibilidad, en línea con las propuestas ya efectuadas por la CNE en varios

ofertas de las centrales son realizadas a los propios Operadores del Sistema a las que están conectados. Posteriormente, los Operadores del Sistema intercambian las ofertas de una manera eficiente. Los TSO son responsables de la adquisición necesaria de capacidad de la interconexión.

informes, y en particular en el informe sobre la propuesta de Orden por la que se regulan los servicios de gestión de la demanda para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción:

“15.1. Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad”.

“Tercero. Esta Comisión considera que el mecanismo propuesto debería tener carácter transitorio y ser sometido a una revisión una vez transcurrido un periodo razonable de tiempo ya que podría ser necesaria la adaptación a mecanismos de tipo concurrencial que pudieran mejorar la gestión de estos servicios, por ejemplo mediante mecanismos de subasta, etc.”

1.3.3.3 Informes de referencia

Las propuestas anteriormente indicadas se han detallado en los siguientes informes:

- Propuesta de retribución regulada para el mecanismo de resolución de restricciones técnicas del sistema eléctrico, aprobado por el Consejo de la CNE el 15 de abril de 2010.
- Informe 14/2006 sobre las propuestas de reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario y de los procedimientos de operación del sistema para su adaptación al RD 1454/2005, aprobado por el Consejo de la CNE el 18 de mayo de 2006.
- Informe 7/2008 de la CNE sobre la propuesta de procedimiento de operación del sistema, aprobado por el Consejo de la CNE el 31 de enero de 2008.
- Informe 12/2007 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se regulan los servicios de gestión de la demanda para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, aprobado por el Consejo de la CNE el 31 de mayo de 2007.

1.3.3.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

La propuesta de retribución regulada para el mecanismo de resolución de restricciones técnicas no tiene votos.

Sobre el Informe 14/2006 se emitió un voto particular formulado por el Consejero D. Javier Peón Torre.

El informe 7/2008 no tiene votos

Sobre el informe 12/2007 se emitió un voto particular formulado por el Consejero Sr. D. Luis Albentosa Puche.

1.4 Objetivos mínimos de eficiencia y calidad de los SEIE

1.4.1 Antecedentes

El artículo 4 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, especifica el procedimiento de despacho de la generación en los Sistemas Eléctrico Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), que ha de gestionar el OS. En su punto 2, se determina que la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) establecerá anualmente, con carácter previo y a propuesta de la CNE, los objetivos de eficiencia y calidad en cada SEIE (*“Dichos objetivos serán referencias básicas en la explotación real para el operador del sistema. Las desviaciones relativas derivadas de la explotación real respecto a los objetivos fijados en cada SEIE, exceptuando aquellas derivadas de circunstancias excepcionales y sobrevenidas, podrán ser consideradas en la retribución del operador del sistema”*).

1.4.2 Propuesta

La CNE considera que dichos objetivos podrían definirse en función de los siguientes índices:

- a) Mejora de la eficiencia en un SEIE, medida en términos de consumo específico anual global, mediante la relación entre las termias de combustible consumidas y los kWh de energía eléctrica neta generada, expresado en th/kWh.
- b) Mejora de la calidad del suministro en un SEIE, medida como el tiempo medio de interrupción anual del que es responsable la generación en régimen ordinario (TIEPI de generación), expresado en minutos.

Las desviaciones al alza o a la baja respecto a la referencia establecida con carácter de máximos serían repercutidas, siquiera parcialmente, sobre la retribución del OS, y tenidas en cuenta en cada revisión anual. En el primer ejercicio de aplicación podrían emplearse como objetivo los valores medidos en la actualidad.

Ahora bien, la determinación de dichos objetivos requiere la aprobación de desarrollos normativos aún pendientes a día de hoy:

- a) Procedimientos de pruebas de rendimiento y criterios objetivos de auditoría para determinar, respectivamente, los valores reales de los parámetros técnicos de funcionamiento de los grupos y los costes operativos de los mismos.
- b) Procedimiento de Operación (P.O.) de información del consumo y de la calidad de los combustibles consumidos.
- c) Publicación por cada SEIE y para el último año móvil del TIEPI atribuible a la generación.

En estas líneas se expresaba el informe emitido por la CNE en respuesta a la solicitud de la Subdirección General de Energía Eléctrica del MITYC:

“[...] la CNE considera que el operador del sistema en los SEIE debería tener dos objetivos globales anuales: la mejora de la eficiencia de cada uno de los SEIE, y la mejora de la calidad del suministro.

Ambos objetivos podrían materializarse en los siguientes índices:

- a) Mejora de la eficiencia en un SEIE: el consumo específico (CE) anual global, medido mediante la relación entre terminas de combustible consumidas y los kWh de energía eléctrica neta generada (Th/KWh).*
- b) Mejora de la calidad del suministro en un SEIE: el tiempo (en horas) medio de interrupción anual del que es responsable la generación en régimen ordinario (TIEPI de generación).*

Dichos objetivos, establecidos anualmente con carácter previo, deberían ser las referencias máximas que debería tratar de no superar el operador del sistema en la explotación de cada SEIE. Así cualquier desviación al alza o la baja debería tener la consiguiente consecuencia retributiva en dicho operador, aunque inicialmente esa incidencia fuera parcial. En años sucesivos, y en función de los resultados reales, se debería establecer unos nuevos objetivos un poco más reducidos y así, sucesivamente.”

1.4.3 Informe de referencia

Informe sobre la solicitud de datos por parte de la Subdirección General de Energía Eléctrica del MITYC para la elaboración de la tarifa eléctrica a partir de enero de 2011, aprobado por el Consejo de la CNE el 4 de noviembre de 2010.

1.4.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

Sobre el referido informe no se emitieron votos.

1.5 Supervisión del mercado mayorista a plazo

1.5.1 Antecedentes

En los últimos años se ha producido un incremento, tanto en el mercado de futuros del MIBEL como en el mercado no organizado (mercado OTC), de la negociación a plazo de energía eléctrica en España. Sin embargo, el incremento ha sido mayor en el mercado OTC, siendo el mercado OTC el mercado en el que se produce un mayor volumen de negociación. Como consecuencia de ello, el mercado OTC está desarrollando un papel relevante en la formación de precios a plazo de electricidad, que influye en las cotizaciones de los contratos negociados en OMIP, en la formación de precios en las subastas de energía eléctrica supervisadas por la CNE (subastas CESUR), así como en la negociación de contratos bilaterales entre comercializadores y grandes consumidores. En particular, cabe destacar la influencia de las referencias OTC sobre los precios de equilibrio de las subastas CESUR, utilizadas en el cálculo de la TUR.

En la actualidad existe una asimetría en la capacidad de supervisión de los mercados organizados de futuros y de los mercados OTC, dado que el regulador y/o supervisor de los mercados energéticos a plazo, dispone normalmente de información completa de las transacciones realizadas en el mercado organizado, mientras que no dispone de información o, en el mejor de los casos, de información muy limitada sobre las transacciones realizadas en los mercados OTC.

La asimetría en la capacidad de supervisión de los órganos reguladores sobre los mercados OTC existe también en la mayoría de países europeos, por ello en la actualidad existe un debate regulatorio respecto a los cambios normativos que podrían implementarse al objeto de reducir dichas asimetrías en la capacidad de supervisión de los mercados OTC. Un aspecto relevante a destacar es que los potenciales cambios normativos que pudieran analizarse e implementarse pueden afectar tanto a la normativa financiera como a la normativa sectorial. En este sentido, debe señalarse que en el mercado OTC español, los contratos negociados se liquidan por diferencias

respecto al precio del mercado al contado, es decir son contratos con liquidación financiera. En este sentido se señala que la supervisión de los contratos financieros negociados en el OTC recae 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, del regulador financiero (CNMV).

De acuerdo a la Directiva 2009/72/CE, sobre normas comunes del mercado interior de electricidad, aprobada el 13 de julio de 2009, el regulador energético tiene, entre otras, la obligación de controlar el nivel de transparencia, incluido el de los precios al por mayor, y de velar por que las empresas de electricidad cumplan las obligaciones de transparencia (artículo 37, apartado 1.i.). Adicionalmente, el artículo 37, apartado 4.b., determina que la autoridad reguladora efectuará investigaciones sobre el funcionamiento de los mercados eléctricos, estando facultada, cuando proceda, a cooperar con el organismo nacional de la competencia y con los reguladores del mercado financiero o con la Comisión en la realización de investigaciones relativas al derecho de la competencia, así como a recabar de las empresas eléctricas cualquier información pertinente para el desempeño de sus funciones (artículo 37, apartado 4.c). Asimismo, en el considerando 39 de dicha Directiva se establece que *“los reguladores de la energía y los reguladores del mercado financiero tienen que cooperar de tal manera que tengan ambos una visión de los mercados correspondientes”*⁴. Asimismo, la propuesta de Reglamento de la Comisión Europea sobre Integridad y Transparencia de Mercados Energéticos (*“Regulation of Energy Markets Integrity and Transparency”*, REMIT) señala explícitamente la necesidad y establece, entre otros aspectos, el mandato para la coordinación de reguladores sectoriales y financieros a nivel europeo.

1.5.2 Propuesta

Es necesario desarrollar en el espacio de tiempo más breve posible una supervisión coordinada del mercado OTC eléctrico español entre la CNE y la CNMV. Para ello es necesario disponer de información completa de las transacciones de contratos OTC financieros con subyacente eléctrico, y que dicha información sea compartida entre el regulador financiero y el regulador sectorial a efectos de realizar una supervisión

⁴ De forma similar se establece en el considerando 36 y en el artículo 41 de la Directiva 2009/73/CE, sobre normas comunes del mercado interior del gas natural, aprobada el 13 de julio de 2009.

completa de las posiciones de los agentes y de la formación del precio de electricidad a plazo.

1.5.3 Informes de referencia

La problemática y la propuesta en relación con la supervisión del mercado eléctrico OTC se han detallado en los siguientes informes:

- Informe del Comité Técnico del Consejo de Reguladores del MIBEL Puntos de reflexión y recomendaciones sobre la organización y el modelo de funcionamiento del MIBEL, aprobado por el Consejo de la CNE el 15 de abril de 2010.
- Informe 11/2010 sobre la propuesta de Orden por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso, aprobado por el Consejo de la CNE el 2 de junio de 2010.
- Informe 31/2010 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la venta de productos a liquidar por diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por los comercializadores de último recurso, aprobado por el Consejo de la CNE el 7 de octubre de 2010.
- Informe de supervisión sobre el desarrollo y propuestas de mejora a la 13ª subasta⁵ CESUR para la fijación de la TUR, aprobado por el Consejo de la CNE el 10 de febrero de 2011.

1.5.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

El Informe del Comité Técnico del Consejo de Reguladores del MIBEL no tiene votos.

El Informe 11/2010 no tiene votos.

Sobre el Informe 31/2010 se emitieron los siguientes votos:

⁵ La propuesta de desarrollo de la supervisión del mercado OTC de forma coordinada entre el regulador sectorial y financiero ha sido incluida en informes de supervisión de la subasta CESUR previos. Se cita únicamente el informe más reciente.

- Voto Particular Concurrente que emiten conjuntamente los Consejeros D. Jaime González González y D. Jorge Fabra Utray
- Voto Particular Concurrente que emite la Presidenta

El informe de supervisión sobre el desarrollo y propuestas de mejora a la 13ª subasta CESUR no tiene votos.

2 MERCADO MINORISTA

2.1 Regulación del suministro de electricidad a clientes finales

2.1.1 Antecedentes

La introducción del suministro de último recurso el 1 de julio de 2009, el cese del suministro regulado de los distribuidores, así como los problemas detectados hasta la fecha en relación con el traspaso de los consumidores al mercado libre, hacen necesaria y urgente la adaptación de la regulación vigente al nuevo modelo de suministro. Además, la normativa se encuentra actualmente dispersa en una gran variedad de leyes, decretos, órdenes ministeriales y resoluciones, por lo que se precisa una reordenación de la misma.

2.1.2 Propuesta

Con respecto a la problemática indicada, esta Comisión ha puesto de manifiesto, en sucesivos informes, la necesidad de revisión de las siguientes normas:

- 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 instalaciones de energía eléctrica.
- El Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

A la vez, se ha reiterado la necesidad de establecer una metodología de cálculo de las tarifas, tanto de acceso a las redes de energía eléctrica, como de tarifas de último

recurso, en los términos establecidos en los artículos 17 y 18 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

2.1.3 Informes de referencia

La problemática y las propuestas de revisión normativa se han detallado en los siguientes informes:

- Informe 25/2010 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad del gestor de cargas del sistema, aprobado por el Consejo de la CNE el 14 de septiembre de 2010.
- Informe sobre los retrasos surgidos para contratar el suministro con un comercializador en el mercado libre, aprobado por el Consejo de la CNE el 27 de julio de 2010.
- Informe 13/2009 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, aprobado por el Consejo de la CNE el 27 de mayo de 2009.
- Informe 34/2008 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, aprobado por el Consejo de la CNE el 2 de diciembre de 2008.

2.1.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

El informe 25/2010 no tiene votos.

El Informe sobre los retrasos surgidos para contratar el suministro con un comercializador en el mercado libre, no tiene votos.

Sobre el Informe 13/2009 se emitieron los siguientes votos:

- Voto particular concurrente formulado por los Consejeros D. Jorge Fabra Utray, D. Jaime González González y D. Sebastiá Ruscalleda i Gallart.
- Voto Particular concurrente formulado por la Presidenta D^a María Teresa Costa Campí.

Sobre el Informe 34/2008 se emitieron los siguientes votos:

- Voto Particular concurrente formulado por el Consejero D. Jaime González González
- Voto Particular discrepante formulado por el Consejero D. Jorge Fabra Utray.
- Voto Particular concurrente formulado por el Consejero D. Sebastián Ruscalleda.

2.2 Procedimientos de cambio de suministrador

2.2.1 Antecedentes

Los procesos operativos de cambio de suministrador son complejos y requieren la interacción secuencial de comercializadores y distribuidores. La posibilidad de que los consumidores puedan ejercer realmente su derecho a elegir suministrador depende de la implementación de procesos operativos rápidos y eficientes, objetivos y conocidos por todos los participantes, cuya complejidad técnica no sea percibida como un obstáculo al cambio por el consumidor.

En la actualidad los procedimientos de cambio de suministrador no se encuentran recogidos de manera satisfactoria en la regulación vigente y no siempre funcionan, en la práctica, de manera rápida y eficiente. Asimismo, existen discrepancias con los procesos que se implementan en el sector del gas y es necesaria una adaptación para tener en cuenta los requisitos que establece la Directiva 2009/72/CE.

2.2.2 Propuesta

En relación con la problemática de los procesos de cambio de suministrador esta Comisión ha realizado las siguientes propuestas:

- En diciembre de 2010 el Consejo de la CNE ha aprobado (con matices) la “Propuesta de Principios Generales de los Procedimientos de Cambio de Suministrador” presentada por OCSUM y ha propuesto la elaboración de un documento de Principios Generales, que tendrá en cuenta la Propuesta de OCSUM, así como las conclusiones de la CNE sobre el mismo, que se someterá a Consulta Pública, con el fin dar la posibilidad, a todos los agentes y, en particular, a los consumidores interesados, de expresar su opinión al respecto. El resultado de la Consulta sería un documento de propuesta que la

CNE enviaría al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para su consideración en el contexto de futuras revisiones y mejoras de la regulación sobre el cambio de suministrador.

- Un objetivo importante de las nuevas Directivas es facilitar el cambio de suministrador en el plazo máximo de tres semanas y que los clientes que cambien de suministrador reciban una liquidación de cierre del suministrador anterior antes de que transcurran seis semanas desde la fecha en que se produjo el cambio de suministrador. Estos plazos máximos constituyen uno de los puntos que deben ser revisados en la legislación española sobre suministro de gas natural y electricidad. La OCSUM puede ayudar a cumplir con este objetivo marcado por el Tercer Paquete.
- Para mejorar la supervisión de la CNE sobre OCSUM y sobre los procedimientos de cambio de suministrador, se ha propuesto ampliar las competencias de supervisión de la CNE que están previstas en el Real Decreto 1011/2009, permitiendo algún tipo de actuación más proactiva, como por ejemplo la de dictar instrucciones, encaminadas a orientar a priori el correcto desempeño de las actividades de OCSUM. Asimismo, debería permitirse a la CNE el acceso directo a la Base de Datos de OCSUM, que tampoco se prevé explícitamente en dicho Real Decreto.
- En aplicación de lo establecido en los artículos 3 y 11 del Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, debería encargarse a OCSUM una propuesta completa de los procedimientos de cambio de suministrador para los sectores del gas natural y la electricidad, a través de un grupo de trabajo con los agentes y bajo la supervisión de la CNE. Este grupo ya existe y está realizando una revisión profunda de la normativa y de los procedimientos operativos existentes a efectos de proponer mejoras de los procesos de cambio de suministrador.

2.2.3 Informes de referencia

La problemática y las propuestas relacionadas con los procesos de cambio de suministrador se han detallado en los siguientes informes:

- Informe sobre la Propuesta de OCSUM de “Principios generales de los procedimientos de cambio de suministrador”, aprobado por el Consejo de la CNE el 22 de diciembre de 2010.
- Informe sobre las implicaciones derivadas de la aprobación de la nueva normativa comunitaria en materia de energía y medioambiente, aprobado por el Consejo de la CNE el 22 de julio de 2010.
- 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 aplicación de la normativa relativa al proceso liberalizador del mercado eléctrico en el marco de las iniciativas de impulso y legislativas de grupos parlamentarios, aprobado por el Consejo de la CNE el 10 de septiembre de 2010.

2.2.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

Ninguno de los referidos informes tiene votos.

2.3 Medidas para incentivar la transparencia

2.3.1 Antecedentes

Con el fin de mejorar el conocimiento del consumidor final sobre la nueva situación del mercado e impulsar la competencia, se considera necesario implementar medidas de transparencia de precios y campañas de información al consumidor final.

2.3.2 Propuesta

En relación con esta problemática la CNE ha propuesto las siguientes medidas regulatorias:

- Obligar a los comercializadores, a publicar y mantener actualizados en su página web sus ofertas comerciales para los distintos colectivos de consumidores (con especial atención a los consumidores domésticos), en términos de productos, servicios y precios, de manera que los consumidores pudieran buscar y comparar los precios de los distintos comercializadores.

- Desglosar en la factura de los consumidores los siguientes conceptos: coste de la energía, coste de las redes, costes permanentes, costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, prima del régimen especial, coste de la compensación extrapeninsular y déficit de ingresos de actividades reguladas

2.3.3 Informes de referencia

Las anteriores medidas se han recogido en los siguientes informes:

- Informe 34/2008, sobre la propuesta de Real Decreto por la que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, aprobado por el Consejo de la CNE el 2 de diciembre de 2008.
- Informe 34/2007 sobre la propuesta de Orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, aprobado por el Consejo de la CNE el 20 de diciembre de 2007

2.3.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

Sobre el Informe 34/2008 se emitieron los siguientes votos:

- Voto Particular concurrente formulado por el Consejero D. Jaime González González
- Voto Particular discrepante formulado por el Consejero D. Jorge Fabra Utray.
- Voto Particular concurrente formulado por el Consejero D. Sebastián Ruscalleda.

Sobre el Informe 34/2007 se emitieron los siguientes votos:

- Voto particular emitido por el Vicepresidente D. Fernando Marti y el Consejero D. Javier Peón

2.4 Equipos de medida horaria

2.4.1 Antecedentes

Según los plazos establecidos en la Orden ITC/3860/2007 el sistema de telegestión tiene que estar operativo antes del 1 de enero de 2014, aunque el plazo para la sustitución completa de contadores se prolonga hasta el 31 de diciembre de 2018.

2.4.2 Propuesta

Una vez que el sistema de telegestión esté funcionando, si la empresa distribuidora acorta los plazos de instalación de contadores, obtendrá una reducción de costes operativos, por un lado, al no tener que mantener en paralelo el sistema de adquisición de medidas manual – mediante rutas de lectura – y la telegestión y por otro, con la reducción de costes de gestión comercial esperados. Sobre esta base, sería recomendable reducir los plazos de instalación de contadores, todo lo posible, traspasando los ahorros de costes obtenidos a los consumidores.

Por otro lado, los requerimientos establecidos en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto y en la Orden ITC 3022/2007, de 10 de octubre se refieren a la información que se pondrá a disposición del consumidor (consumo, periodo tarifario en curso, potencia máxima demandada, etc.)

Sin embargo, en los diseños de los Sistemas de Telegestión informados desde la CNE, no se incluían dispositivos para que el consumidor accediera desde su domicilio a esta información. Se contemplaba el uso de Internet o información accesible en el contador. Al respecto, la CNE ha expresado la necesidad de que se detalle cómo se realizará la comunicación con el usuario, bien a través de una página web o preferentemente mediante un visor accesible desde el domicilio del cliente u otros medios. Estas opciones no tendrían por qué ser excluyentes

El objetivo último de estas medidas sería la reducción del excesivo apuntamiento de la curva de carga diaria, para evitar los vertidos de energía renovable en valle, y evitar la necesidad de instalar generación de punta con muy pocas horas de utilización, ahorrando así costes en la operación del sistema.

2.4.3 Informes de referencia

Informes complementarios sobre especificaciones de sistemas de telegestión presentadas por diversas empresas distribuidoras, aprobados por el Consejo de la CNE el 5 de febrero de 2009.

2.4.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

Los referidos informes no tienen votos.

2.5 Subastas de capacidad virtual

2.5.1 Antecedentes

El desarrollo de la competencia en la comercialización de electricidad, especialmente en el segmento de mercado de alta tensión⁶, está estrechamente relacionado con la capacidad de los nuevos entrantes de contratar energía a plazo en condiciones simétricas con respecto a las empresas incumbentes, verticalmente integradas. A este desarrollo está contribuyendo el importante aumento de los volúmenes de contratos derivados de electricidad que, desde 2006, se están negociando en los mercados a plazo OTC.

En el ámbito de la consulta pública de la CNE de julio de 2009 sobre “Emisiones primarias de energía y su impacto sobre el desarrollo de la contratación a plazo y la competencia”, se ha puesto de manifiesto por los agentes entrantes la importancia de disponer de mercados a plazo suficientemente líquidos y que, en caso de realizar un nuevo programa de subastas de capacidad virtuales, éste debería estar especialmente orientado a la oferta de productos de largo plazo. Asimismo, los resultados de la consulta revelan un contexto de mercado que está cambiando rápidamente, impulsado por los desarrollos regulatorios recientes, y, por ello, dos factores relevantes deben ser tenidos en cuenta: (a) el funcionamiento y estructura del mercado OTC, y su relación con otros segmentos mayoristas de electricidad y (b) la evolución de la competencia en el mercado minorista de electricidad, con especial atención al impacto de la integración vertical.

En relación con los mercados a plazo, el análisis detallado de la liquidez por tipología de contratos (especialmente en función de su horizonte de vencimiento), y el análisis de los índices de concentración globales del mercado OTC y, en particular, de los contratos con mayores vencimientos, son dos elementos relevantes para analizar la existencia de posibles barreras para el desarrollo de coberturas directas por parte de los consumidores (de alta tensión) y/o para facilitar el desarrollo de nuevos agentes

⁶ En el segmento de mercado de baja tensión la problemática tiende a ser más compleja, existiendo más obstáculos, de carácter regulatorio y estructural, al desarrollo pleno de la competencia.

(con y sin activos propios de generación) que deseen desarrollar actividades de comercialización.

Cabe señalar que cualquier nuevo programa de subastas de capacidad virtual deberá incorporar lo establecido en la Sentencia del Tribunal Supremo⁷ de 5 de febrero de 2009 y en particular deberá establecerse una metodología objetiva para la fijación del precio de reserva de las subastas, que sea previamente determinada y conocida por los vendedores y los compradores, a efectos de mayor transparencia y simetría de información. Asimismo, deberá tenerse en cuenta la Sentencia del Tribunal Supremo⁸ de 25 de mayo de 2010, que requiere que futuras subastas sean impuestas no sólo a IBERDROLA y ENDESA, sino a todos los operadores dominantes, así como que sean realizadas mediante subastas de productos físicos.

2.5.2 Propuesta

Con respecto a la problemática de las subastas de capacidad virtual, la CNE ha realizado las siguientes propuestas:

- Asignar explícitamente a la CNE la función de propuesta preceptiva de las subastas de capacidad virtual así como del diseño del producto subyacente, dado que la directiva 2009/72/CE las menciona entre las medidas de fomento de la competencia que puede adoptar el regulador. Esta propuesta se ha realizado también desde el Consejo de reguladores del MIBEL para ambos reguladores sectoriales de España y Portugal.
- Adoptar una metodología objetiva para la fijación del precio de reserva de las subastas, previamente determinada y conocida por los vendedores y por los compradores (Auto TS 5/2/2009).

⁷ Auto del Tribunal Supremo del 5 de febrero de 2009 sobre el recurso 37/2008 Re.Ordinario (c/d).

⁸ Sentencia del Tribunal Supremo del 25 de mayo de 2010 que declara la nulidad de los artículos 3.1 y 5 del Real Decreto 324/2008 de las Emisiones Primarias de Energía Eléctrica.

2.5.3 Informes de referencia

La problemática y las propuestas en materia de subastas de capacidad virtual se han detallado en los siguientes informes:

- Informe del Comité Técnico del Consejo de Reguladores del MIBEL, sobre Puntos de reflexión y recomendaciones sobre la organización y el modelo de funcionamiento del MIBEL, aprobado por el Consejo de la CNE el 15 de abril de 2010
- 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.

2.5.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

Ninguno de los referidos informes tiene votos.

2.6 *Obligaciones de registro y supervisión del mercado minorista*

2.6.1 Antecedentes

Las Directivas de electricidad y gas de 2009 han introducido la obligación de registro de la información (a disposición de las autoridades reguladoras) sobre los datos de las transacciones de los contratos de suministro de electricidad y gas, así como de los contratos derivados sobre dichos productos, suscritos con los clientes mayoristas, con los gestores de las redes de transporte y con los gestores de almacenamientos de gas natural y de las redes de GNL.

El objetivo de este requerimiento es el de reforzar la capacidad de supervisión del mercado minorista por parte de las autoridades reguladoras nacionales. En lo que concierne al mercado eléctrico español, la introducción de estos registros permitirá complementar la información que ya se obtiene a través de las Circulares 1/2005 y 2/2005 y los informes remitidos periódicamente por OCSUM sobre los cambios de suministrador.

2.6.2 Propuesta

En el marco de la transposición de la Directiva de electricidad, la CNE ha propuesto la introducción de obligaciones de registro de la información a disposición de la CNE sobre datos de las transacciones de los contratos de suministro de electricidad y gas, así como de los contratos derivados sobre dichos productos, suscritos con los clientes mayoristas, con los gestores de las redes de transporte y con los gestores de almacenamiento de gas natural y de las redes GDL (derivadas de las nuevas directivas 2009), para reforzar la capacidad de supervisión del mercado, complementando la información que se obtiene a través de las circulares 1/2005 y 2/2005 y los informes periódicos de OCSUM.

2.6.3 Informe de referencia

La propuesta anterior se ha detallado en el Informe sobre las implicaciones derivadas de la aprobación de la nueva normativa comunitaria en materia de energía y medioambiente, aprobado por el Consejo de la CNE en su sesión del 22/07/2010.

2.6.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

El referido informe no tiene votos

2.7 *Los derechos del consumidor*

2.7.1 Antecedentes

En líneas generales, en España la regulación sobre mercados minoristas y, en particular, sobre derechos del consumidor de energía, podría considerarse más desarrollada que en otros países europeos. En cierto modo, la regulación española ya contempla desde hace años muchos aspectos incluidos en las terceras Directivas.

Sin embargo, la normativa existente podría no regular con la profundidad exigida por las Directivas el acceso de los consumidores a la información sobre sus derechos y legislación vigente, o el contenido de los contratos de suministro de los clientes domésticos. Además, la situación real de la protección de estos consumidores dista mucho de lo establecido en la normativa.

2.7.2 Propuesta

En el contexto de la transposición de las Directivas de gas y electricidad, esta Comisión ha indicado la necesidad de mejorar la regulación existente, relacionada con los derechos del consumidor, incluyendo aspectos como la figura del suministro de último recurso, las funciones de OCSUM, la definición de los clientes vulnerables, la revisión de la normativa sobre el suministro y la implementación del contacto único para la tramitación de quejas y reclamaciones de los consumidores.

2.7.3 Informe de referencia

Las mencionadas propuestas se encuentran en el Informe sobre las implicaciones derivadas de la aprobación de la nueva normativa comunitaria en materia de energía y medioambiente, aprobado por el Consejo de la CNE el 22 de julio de 2010.

2.7.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

El referido informe no tiene votos

3 EL SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO Y LA TUR

3.1 Régimen jurídico de los consumidores traspasados automáticamente a un CUR

3.1.1 Antecedentes

Tras la introducción del suministro de último recurso no se ha introducido una regulación del régimen jurídico de los consumidores a tarifa de último recurso. Pese a que el Real Decreto 485/2009 considera a estos consumidores como “consumidores en el mercado liberalizado”, la figura del consumidor acogido a la TUR no encaja exactamente en la del consumidor en el mercado liberalizado, ni en la del consumidor a tarifa. En particular, el consumidor en el mercado liberalizado tiene una doble relación contractual: con el distribuidor, mediante un contrato de acceso, y con el comercializador, mediante un contrato de suministro de energía eléctrica.

Asimismo, la introducción del suministro de último recurso supuso, en la mayor parte de los casos, la asignación automática de aquellos clientes que a 30 de junio de 2009

no habían optado por un comercializador libre a un CUR, subrogándose éstos en los derechos y obligaciones del distribuidor, según lo dispuesto en el artículo 5 del Real Decreto 485/2009. La mayoría de estos consumidores no tienen en la actualidad un contrato de suministro con el CUR, sino que firmaron, en su momento, el “Modelo de contrato de suministro a tarifa con el distribuidor”.

3.1.2 Propuesta

A la vista de la problemática descrita, se considera necesario regular explícitamente el régimen jurídico de los consumidores que fueron traspasados automáticamente a los comercializadores de último recurso el 1 de julio de 2009, así como el de los consumidores que, por encontrarse transitoriamente sin un contrato en vigor con un comercializador, sean suministrados por un comercializador de último recurso, de acuerdo con el artículo 3 del Real Decreto 485/2009.

Más concretamente, esta Comisión ha propuesto lo siguiente:

- Tanto si el cliente opta por un comercializador de último recurso, como si es transferido automáticamente al que le corresponda por defecto, es necesario proceder a formalizar nuevos contratos de acceso, dado que el nuevo modelo de suministro de último recurso implica un cambio sustancial de las condiciones generales de los contratos y en la sociedad que presta el servicio de suministro de energía.
- A efectos de simplificar y generalizar las obligaciones contractuales de los CUR y sus clientes, se considera necesario que, normativamente, se apruebe un modelo de contrato tipo del suministro de último recurso. Este modelo de contrato tipo debería ser único para todos los consumidores y debería ser aprobado por la Dirección General de Política Energética, previo informe de la CNE. El contrato tipo deberá contemplar el mecanismo jurídico en virtud del cual el consumidor a tarifa de último recurso siga manteniendo las necesarias garantías de continuidad y calidad del suministro.
- Se considera fundamental que se regulen las relaciones jurídicas de los consumidores y se hace preciso regularizar la situación contractual del suministro de último recurso de los consumidores que fueron automáticamente traspasados.

A este fin se propone remitir, para su firma, copia del modelo de contrato de suministro de último recurso a todos estos consumidores.

3.1.3 Informes de referencia

Las propuestas relacionadas con el régimen jurídico de los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso se detallan en los siguientes informes:

- Informe 34/2008 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, aprobado por el Consejo de la CNE el 2 de diciembre de 2008.
- Informe 13/2009 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, aprobado por el Consejo de la CNE el 27 de mayo de 2009.

3.1.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

Sobre el Informe 34/2008 se emitieron los siguientes votos:

- Voto Particular concurrente formulado por el Consejero D. Jaime González González
- Voto Particular discrepante formulado por el Consejero D. Jorge Fabra Utray.
- Voto Particular concurrente formulado por el Consejero D. Sebastiá Ruscalleda.

Sobre el Informe 13/2009 se emitieron los siguientes votos:

- Voto particular concurrente formulado por los Consejeros D. Jorge Fabra Utray, D. Jaime González González y D. Sebastiá Ruscalleda i Gallart.
- Voto Particular concurrente formulado por la Presidenta D^a María Teresa Costa Campí.

3.2 Tratamiento de los consumidores que sin derecho a TUR son suministrados por un CUR

3.2.1 Antecedentes

Con el fin de conocer la problemática relacionada con el cambio de comercializador y las incidencias en el traspaso de los clientes sin derecho a TUR a mercado libre, el Consejo de la CNE, en su sesión del 22 de diciembre de 2009, acordó la apertura de dos expedientes informativos, uno para analizar las incidencias en el traspaso de clientes a los comercializadores de último recurso y otro, con el fin de analizar las dificultades de contratar el suministro de electricidad con comercializadores libres, por parte de los consumidores que no tienen derecho a acogerse a la TUR.

A partir de dicho expediente informativo se considera necesario, además de actualizar toda la normativa vigente a los cambios que se han introducido el 1 de julio de 2009, tomar medidas regulatorias encaminadas a facilitar el paso a mercado de los consumidores sin derecho a TUR que todavía permanecen con un CUR.

3.2.2 Propuesta

En relación con el colectivo de consumidores sin derecho a TUR que continúan siendo suministrados por un CUR, se han realizado las siguientes propuestas:

- En lo que concierne a las Administraciones públicas, se propone introducir mejoras para facilitar los mecanismos de contratación y conseguir mejores precios.
- Para resolver la situación de los clientes con impagos debe ante todo definirse claramente el concepto de impago, a efectos de distinguir entre casos de incumplimiento efectivo y sistemático, y casos de incumplimientos por retrasos puntuales o errores de sistema.
- Para el resto de clientes sin derecho a TUR que permanecen con un CUR se proponen medidas de mayor información y transparencia. Más concretamente, se propone que los distribuidores tengan la obligación de proporcionar a la Oficina de Cambios de Suministrador el listado de los puntos de suministro que

corresponden a clientes en esta situación para que dicha información sea accesible a todos los comercializadores y así se facilite la realización de ofertas a precio libre.

3.2.3 Informes de referencia

La problemática y las propuestas referidas anteriormente se encuentran recogidas en los siguientes informes:

- Informe 39/2010 de la CNE sobre la propuesta de orden ministerial por la que se revisan las tarifas de acceso eléctricas a partir del día 1 de enero de 2011, aprobado por el Consejo de la CNE el 16 de diciembre de 2010.
- Informe sobre los retrasos surgidos para contratar el suministro con un comercializador en el mercado libre, aprobado por el Consejo de la CNE el 27 de julio de 2010.
- Informe sobre la Propuesta de OCSUM de “Principios generales de los procedimientos de cambio de suministrador”, aprobado por el Consejo de la CNE el 22 de diciembre de 2010.
- Informe 25/2010 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad del gestor de cargas del sistema, aprobado por el Consejo de la CNE el 14 de septiembre de 2010.

3.2.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

Sobre el informe 39/2010 se emitieron los siguientes votos:

- Voto Particular formulado por el Vicepresidente, D. Fernando Martí Scharfhausen.
- Voto Particular Concurrente formulado por la Presidenta, D^a María Teresa Costa Campí.

El informe sobre los retrasos no tiene votos.

El Informe sobre la Propuesta de OCSUM no tiene votos.

El informe 25/2010 no tiene votos.

3.3 Definición de consumidores vulnerables y desarrollo del bono social

3.3.1 Antecedentes

La protección de los consumidores vulnerables se recoge en la Directiva 2009/72/CE, pero la caracterización exacta de dichos consumidores se deja a cada Estado Miembro.

La nota interpretativa de la Comisión Europea sobre mercados minoristas aclara el objetivo de la Directiva al establecer la obligación de definir un grupo de clientes como vulnerables. Este objetivo no es otro que proteger a estos clientes de cualquier desconexión de la red de gas y de cortes de suministro en momentos críticos. Se cita, por ejemplo, el caso de consumidores con muy bajos ingresos en invierno. La figura del suministrador de último recurso se crea en la Directiva en relación con los clientes vulnerables para asegurar una protección adecuada de los mismos.

El artículo 2 del Real Decreto-Ley 6/2009 crea el bono social para determinados consumidores de electricidad, acogidos a la tarifa de último recurso, que cumplan determinadas características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen por Orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio. Asimismo, indica que, a estos efectos, se establecerá un umbral referenciado a un indicador de renta per cápita familiar.

La figura de cliente vulnerable no debe confundirse con la del consumidor acogido a la tarifa de último recurso o con los servicios esenciales, ambas incluidas en nuestra normativa.

Por tanto, en España, es necesaria una definición de cliente vulnerable que abarque a la población que realmente necesita medidas de apoyo. En este sentido, la CE entiende que el número de consumidores incluidos en tal categoría debería representar una fracción reducida del mercado relevante.

3.3.2 Propuesta

Con respecto a la normativa sobre consumidores vulnerables, desde esta Comisión se ha propuesto lo siguiente:

- Definición del concepto de consumidor vulnerable
- Desarrollo normativo que regule la aplicación del bono social en función de la renta que perciben los beneficiarios, dado que la aplicación de la disposición transitoria segunda del RD-Ley no coincide exactamente con los términos del artículo 2 del mismo.
- La ayuda no debería suponer una minoración directa de la factura por el suministro eléctrico, con objeto de que los consumidores reciban una señal de precio adecuada.

3.3.3 Informes de referencia

La problemática y las propuestas en materia de consumidores vulnerables y bono social se han detallado en los siguientes informes:

- Informe sobre las implicaciones derivadas de la aprobación de la nueva normativa comunitaria en materia de energía y medioambiente, aprobado por el Consejo de la CNE el 22 de julio de 2010.
- Informe 17/2009 de la CNE sobre la propuesta de Resolución del Secretario de Estado de Energía por la que se determina el procedimiento de puesta en marcha del bono social, aprobado por el Consejo de la CNE el 18 de junio de 2009.

3.3.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

El informe sobre la nueva normativa comunitaria no tiene votos.

Sobre el informe 17/2009 se emitieron los siguientes votos:

- Voto Particular formulado por el Consejero D. Sebastián Ruscalleda.

3.4 Procedimiento de cálculo de la TUR

3.4.1 Antecedentes

La eliminación de las tarifas integrales y la introducción del suministro de último recurso el 1 de julio de 2009 ha supuesto la aplicación de una nueva fórmula de precio regulado o tarifa de último recurso para aquellos consumidores de baja tensión y potencia contratada inferior a 10 kW suministrados por un CUR. Dicho precio regulado adiciona distintos componentes de costes: un coste estimado de energía basado en referencias de precios a largo plazo obtenidos a partir de subastas CESUR, las tarifas de acceso que corresponda a dichos suministros y un margen comercial para el CUR. La introducción de dicho precio regulado planteó a esta Comisión determinadas incertidumbres en cuanto a la determinación de los componentes de la fórmula aplicada, tanto del coste estimado de la energía como del margen comercial, para los que no se disponía de información que justificara su determinación.

Análogamente, respecto a las subastas CESUR, esta Comisión ha planteado diferentes propuestas de mejora que no han sido incorporadas en subastas sucesivas. Desde la puesta en marcha del SUR, el coste de la energía incluido en la TUR no es un ingreso ni un coste liquidable para el sistema y, por tanto, su saldo no afecta al déficit de las actividades reguladas. La valoración económica de la evolución del precio de la energía a plazo incluido en las TUR ha sido superior al del mercado diario.

3.4.2 Propuesta

Respecto al coste estimado de energía de la TUR:

Esta Comisión considera necesario profundizar en la elaboración de un perfil adecuado para la elaboración de la TUR a efectos de evitar, entre otros impactos, una sobrevaloración del coste de la energía incluido en la TUR. Cabe señalar que en julio de 2006 esta Comisión remitió al MITC una propuesta de elaboración de un panel de consumidores domésticos que, de haberse implementado a tiempo, hubiera proporcionado información de perfiles de consumidores para la elaboración de la TUR más ajustados que los que sirven para los cálculos y liquidaciones vigentes de la energía de los CUR.

Se considera que deberían revisarse las pérdidas estándares aplicadas y ajustar los perfiles utilizados en la liquidación de los consumidores sujetos a TUR, a perfiles acordes con la realidad, a efectos de reducir su impacto sobre los costes del sistema.

En relación con la fórmula del coste estimado de la energía establecida en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, y a la vista de su impacto en los precios finales del consumidor, esta Comisión considera conveniente revisar la metodología utilizada, en el sentido de eliminar la aplicación de coeficientes con base en información registrada, tal y como sucede con la aplicación del factor de apuntamiento de la fórmula de la Orden. Subsidiariamente, se considera la conveniencia de establecer que el coeficiente de apuntamiento, y siempre de aplicación se realice por todo el año completo, se calcule como el promedio de los factores de apuntamiento registrados en los cuatro años anteriores a efectos de no trasladar al consumidor un comportamiento atípico de precios de mercado.

Respecto a la prima de riesgo incluida en la fórmula de la Orden ITC/1659/2010, esta Comisión considera que es redundante, debido a que la gestión de las incertidumbres por los CUR incluye, implícitamente, la prima de riesgo en los precios. En todo caso dicha prima de riesgo sólo debería aplicarse al desvío del perfil de consumo respecto a las adquisiciones en las subastas de energía del CUR. En cualquier caso deberá analizarse la evolución de dicho desfase experimentado por cada CUR.

Respecto al coste estimado de la energía del mercado diario, esta Comisión ha insistido en introducir determinadas mejoras sobre el adecuado desarrollo regulatorio de las subastas CESUR.

En particular, la falta de revisión de la operativa de dichas subastas está contribuyendo a que el consumidor acogido a la TUR y aquellos otros cuyos precios estén vinculados a la TUR paguen un coste de energía no ajustado al de mercado. A efectos de mejorar la operativa y el diseño de las subastas CESUR se considera necesario:

- Que exista una efectiva supervisión del OTC financiero por la autoridad competente, en la medida en que dichas cotizaciones son la referencia líquida en la formación del precio CESUR y una coordinación entre el regulador energético y el financiero con el objeto de realizar una supervisión completa de las posiciones de los agentes y de la formación del precio de electricidad, en los términos que establece la Directiva 2009/72/CE.

- Que se aumente el número de subastas CESUR para productos con un determinado periodo de entrega y que se establezca un calendario adecuado para la realización de las mismas.
- Que la entidad gestora de la subasta proponga una revisión y mejoras de los mecanismos vigentes de protección de la subasta CESUR.

Respecto a la cobertura por parte del Sistema de la demanda del CUR por la parte de su demanda no adjudicada en CESUR esta Comisión remitió una propuesta alternativa a la que se ha incluido finalmente en el RD 302/2011 que acentuaba las ventajas que presenta el RD. En particular:

- Traslada al consumidor la totalidad – y no sólo una parte- del diferencial de los precios CESUR-OMEL correspondiente a la cantidad de energía no adquirida por los CUR en las subastas CESUR.
- Elimina completamente- y no sólo parcialmente- el riesgo al que se refiere la propuesta de RD de que el CUR quede descubierto en determinadas horas.
- Permite desde la coherencia de la propuesta de RD que informó esta CNE, la eliminación de la prima de riesgo incluida en la TUR y de las garantías que tendrían que aportar los CUR en la contratación de la energía de las instalaciones de régimen especial acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del RD 661/2007.
- Desincentiva con mayor fuerza determinados comportamientos estratégicos de los grupos integrados.
- Presenta una mayor sencillez y simplifica la aplicación y gestión de la norma.

Asimismo, esta Comisión propuso introducir una modificación del RD 485/2009, con el objeto de que no se permita a los CUR suministrar a los consumidores en el mercado libre. La demanda de los CUR por su cartera de clientes a quienes realicen ofertas a un precio libre no debería ser objeto de cobertura por parte del sistema.

Respecto a la revisión del coste de comercialización:

Se considera que, si bien no se deben establecer márgenes comerciales que afecten negativamente al desarrollo del mercado minorista, dado que por los clientes que han sido transferidos directamente los CUR, éstos no han incurrido en los costes de captación de los mismos, éstos (y en particular, los costes de marketing y publicidad) sean considerados ingresos liquidables del sistema.

Se debería revisar el coste de la comercialización de último recurso teniendo en cuenta una comparativa de costes para los sectores de electricidad y gas natural, de acuerdo con información auditada de costes. En este sentido se debería crear un grupo de trabajo conjunto, para comercializadores de último recurso de gas y de electricidad, para determinar los componentes de costes que deben ser incorporados en el margen de gestión comercial, los criterios de asignación a la tarifa de último recurso y la información, debidamente auditada, necesaria para su cálculo.

En relación con el diseño del coste de comercialización en la TUR, se considera que la parte de costes comerciales dependientes del cliente se deberían incorporar en la TUR mediante un término fijo y la parte de dichos costes dependiente del consumo debería trasladarse al término de energía de la TUR.

Respecto a las tarifas de acceso de baja tensión y potencia contratada inferior a 10 kW,

En relación a la diferenciación actual entre las tarifas de acceso de menos de 10 kW y de más de 10 kW y misma discriminación horaria, esta Comisión considera que dicha diferenciación debería justificarse de acuerdo a criterios objetivos de costes en los que dichos suministros hacen incurrir al sistema. Asimismo es aplicable la consideración de la CNE relativa a la necesidad de establecer una metodología asignativa global de costes para determinar de forma aditiva las tarifas de acceso.

3.4.3 Informes de referencia

La problemática y las propuestas anteriores se han recogido en los siguientes informes:

- Informe 13/2009 sobre la propuesta de Orden por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, aprobado por el Consejo de la CNE el 27 de mayo de 2009.
- Informe 39/2010 de la CNE sobre la propuesta de orden ministerial por la que se revisan las tarifas de acceso eléctricas a partir del día 1 de enero de 2011, aprobado por el Consejo de la CNE el 16 de diciembre de 2010.

- Informes de supervisión sobre propuestas de mejora a las subastas CESUR para la fijación de la TUR. El último (subasta 13ª) fue aprobado por el Consejo de la CNE el 10 de febrero de 2011.
- Informe 11/2010 sobre la propuesta de Orden por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso, aprobado por el Consejo de la CNE el 2 de junio de 2010.
- Informe 31/2010 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la venta de productos a liquidar por la diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por los comercializadores de último recurso, aprobado por el Consejo de la CNE el 7 de octubre de 2010.
- Informe 9/2010 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, aprobado por el Consejo de la CNE el 20 de mayo de 2010.

3.4.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

Sobre el Informe 13/2009 se emitieron los siguientes votos:

- Voto particular concurrente formulado por los Consejeros D. Jorge Fabra Utray, D. Jaime González González y D. Sebastiá Ruscalleda i Gallart.
- Voto Particular concurrente formulado por la Presidenta Dª María Teresa Costa Campí.

Sobre el informe 39/2010 se emitieron los siguientes votos:

- Voto Particular formulado por el Vicepresidente, D. Fernando Martí Scharfhausen.
- Voto Particular Concurrente formulado por la Presidenta, Dª María Teresa Costa Campí.

El informe de supervisión de la 13ª subasta CESUR no tiene votos.

El informe 11/2010 no tiene votos

Sobre el Informe 31/2010 se emitieron los siguientes votos:

- Voto Particular Concurrente que emiten conjuntamente los Consejeros D. Jaime González González y D. Jorge Fabra Utray
- Voto Particular Concurrente que emite la Presidenta

El informe 9/2010 no tiene votos

4 PROPUESTAS ADICIONALES

4.1 Supervisión de los costes regulados. Establecimiento de criterios objetivos para la elaboración de auditorías periódicas.

4.1.1 Antecedentes

Las actividades reguladas (el transporte o la distribución) perciben una regulación regulada. Otras actividades, aunque liberalizadas, perciben también costes regulados (como la generación en régimen ordinario peninsular y en los sistemas insulares y extrapeninsulares o la generación en régimen especial).

Para determinar los costes regulados se han de tener en cuenta en general los valores de los costes reales.

Periódicamente, se deben revisar los costes regulados en función nuevamente de los valores de los costes reales, con el fin de ajustarlos para el siguiente periodo regulatorio y traspasar parte de las ganancias de eficiencia a los consumidores. Dichos costes reales deben corresponder a costes convenientemente auditados. La CNE con fecha 27 de octubre de 2010 aprobó una propuesta de actuación. Asimismo, en el referido *Informe 24/2010 de la CNE* se formulan entre otras, una propuesta en este sentido. Por su parte, también existe un acuerdo del Consejo de 27 de octubre de 2010 en este sentido para las actividades de transporte de electricidad y gas natural, así como para las instalaciones de régimen especial. Con fecha 20 de diciembre de 2010 fue publicada en el BOE la Resolución de 1 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los criterios para la realización de auditorías de los grupos de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares.

4.1.2 Propuesta

Para evitar que los costes reales se obtengan a partir de procedimientos acordados entre la empresa de auditoría y la auditada, carentes en muchos casos de transparencia y de objetividad, la CNE ha propuesto en determinados informes⁹ al MITyC el establecimiento, con carácter previo de los criterios básicos para obtener los costes reales auditados a partir del contenido mínimo de la documentación a preparar por la empresa, incluyendo los criterios de imputación y desglose de los costes reales. Adicionalmente, la CNE considera necesario que en la normativa vigente se establezcan los procedimientos de revisión a seguir por parte del auditor, a efectos de evitar que la empresa y el auditor pudieran pactar otros distintos que limiten el alcance de la revisión.

En este sentido, se ha propuesto, en el informe sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos al régimen especial se ha propuesto lo siguiente:

“Para mejorar la calidad de la información económica en manos del regulador, y evitar que los costes reales se obtengan a partir de procedimientos acordados entre la empresa de auditoría y la auditada carentes en muchos casos de transparencia y de objetividad, la CNE ha propuesto en determinados informes⁶ al MITyC el establecimiento, con carácter previo, de los criterios básicos para obtener los costes reales auditados a partir del contenido mínimo de la documentación a preparar por la empresa propietaria de la instalación, incluyendo los criterios de imputación y desglose de los costes reales. Adicionalmente, la CNE considera necesario que se establecieran los procedimientos de revisión a seguir por parte del auditor, a efectos de evitar que la empresa y el auditor pudieran pactar otros distintos que limiten el alcance de la revisión.

Por lo tanto, se considera conveniente que en una disposición adicional de la propuesta de RD se habilite al MITyC para establecer la normativa necesaria para que para que los titulares de las instalaciones pertenecientes a las actividades reguladas o que tengan retribución regulada, puedan obtener y remitir la CNE sus costes reales de inversión y de operación, conforme a unos criterios básicos de imputación y desglose,

⁹ Informe de la CNE sobre valoración y propuesta de revisión de los valores unitarios del régimen retributivo de las instalaciones eléctricas de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, de 2 de abril de 2009.

así como los procedimientos de revisión a seguir por parte de los auditores de dicha información.”

4.1.3 Informe de referencia

La propuesta anteriormente descrita se ha recogido en el Informe 24/2010 sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos al régimen especial, aprobado por el Consejo de la CNE el 14 de septiembre de 2010.

4.1.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

Sobre el referido informe se emitieron los siguientes votos:

- Votos Concurrentes formulados por la Presidenta, D^a María Teresa Costa Campí, el Consejero D. Sebastián Ruscalleda, y el Consejero D. Jaime González González.
- Voto Particular formulado por el Consejero D. Luis Albentosa Puche.

4.2 Incentivo/penalización a la disminución de las pérdidas de energía y a la facturación de las tarifas de acceso.

4.2.1 Antecedentes

Desde la entrada en vigor del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministrador de último recurso en el sector de energía eléctrica, a partir del 1 de julio de 2009 los consumidores que no hubieran optado por elegir empresa comercializadora pasan a ser suministrados por una comercializador de último recurso. En este nuevo escenario, los distribuidores, como encargados de la lectura de clientes, deben comunicar al concentrador principal los datos de energía horaria de todos sus clientes, lo que constituye una novedad, dado que hasta el 1 de julio únicamente tenían que remitir información de los clientes a mercado (10 % del total de clientes).

Se ha detectado que, desde el mes de julio, de 2009 se ha incrementado el nivel de pérdidas del sistema, lo que puede deberse a que los distribuidores no reciben de forma clara una señal económica que les lleve a cumplir con sus obligaciones de medir la energía consumida con celeridad y facturar los peajes correspondientes, o que por

otra parte, carecen de incentivos para reducir sus pérdidas. Incluso puede darse el efecto contrario, y que les interese, de alguna manera, tener contabilizadas unas pérdidas más elevadas para que en 2011, cuando se empiece a aplicar la Orden ITC/2524/2009, de 8 de septiembre, por la que se regula el método de cálculo del incentivo o penalización para la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de la distribución para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, la base de referencia de pérdidas reales sea mayor que la que realmente podrían tener.

En cualquier caso, es necesario destacar que, tal y como establece en su Disposición Adicional Segunda la citada Orden ITC/2524/2009 *“aquellas empresas distribuidoras que presenten incumplimientos en el envío de datos al concentrador principal de datos de medidas de las fronteras de las que son encargados de lectura de acuerdo con lo establecido en los artículos 3 y 5 del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, se les aplicará la penalización máxima”*.

4.2.2 Propuesta

Se considera necesario que se establezca en la normativa que la percepción del incentivo por reducción de pérdidas previsto para 2011 quede supeditado también a la medida y facturación mensual de un porcentaje mínimo de puntos de suministro desde el 1 de enero de 2010, y el envío periódico y regular de los datos de las fronteras de las que son encargados de lectura al concentrador principal, de acuerdo con lo establecido en el Informe 39/2010 de la CNE sobre la propuesta de orden Ministerial por la que se Revisan las tarifas de acceso eléctricas a partir del día 1 de enero de 2011:

“Entre otras, cabe señalar las siguientes medidas indicadas en diversos informes aprobados por esta Comisión y remitidos al MITC:

[...]

– Establecer un incentivo/penalización a la gestión de las pérdidas de energía y una penalización por las medidas no debidamente declaradas por el responsable de la lectura por su impacto sobre la facturación de las tarifas de acceso, respectivamente.”

4.2.3 Informe de referencia

La propuesta anterior está incluida en el Informe 39/2010 de la CNE sobre la propuesta de orden ministerial por la que se revisan las tarifas de acceso eléctricas a partir del día 1 de enero de 2011, aprobado por el Consejo de la CNE el 16 de diciembre de 2010.

4.2.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

Sobre el informe 39/2010 se emitieron los siguientes votos:

- Voto Particular formulado por el Vicepresidente, D. Fernando Martí Scharfhausen.
- Voto Particular Concurrente formulado por la Presidenta, D^a María Teresa Costa Campí.

4.3 Salida de la retribución del transporte de los activos ya amortizados o dados de baja.

4.3.1 Antecedentes

El Real Decreto 325/2008 establece que la nueva metodología retributiva únicamente sería de aplicación a las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008. Por otro lado, tal y como esta Comisión ha señalado reiteradamente en diversos informes, el método establecido en el Real Decreto 2819/1998 de aplicación a las instalaciones puestas en servicio con anterioridad al 1 de enero de 2008, presenta serias imperfecciones.

Así, los costes de inversión de las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 1998, se obtienen como la suma de dos anualidades: una en concepto de amortización de los activos y otra en concepto de retribución de los mismos. Una vez puestas en servicio las instalaciones, se calculan la amortización y la retribución del primer año. La amortización se determina dividiendo el valor de la inversión por la vida útil (40 años para líneas, subestaciones y máquinas; 14 años para los despachos de maniobra). La retribución se calcula aplicando una tasa monetaria, el MIBOR a 3 meses +1% hasta el año 2002 y, a partir del año 2003, la media anual de los Bonos del Estado a 10 años +1,5%, al valor de la inversión. El coste de inversión desde el segundo año hasta el final de la vida útil se establece actualizando la anualidad del

primer año con el IPC-Y, siendo E igual a 1 hasta el año 2002 y 0,6 a partir del año 2003.

Este procedimiento de remuneración da lugar a unos flujos de ingresos cuyo Valor Actualizado Neto (VAN) supera con creces al valor estándar de las inversiones en el momento de su entrada en servicio. Al aplicarse el mecanismo de retribución de las nuevas inversiones establecido en el Real Decreto 2819/1998, las empresas transportistas recuperan al final de la vida útil de estos activos un valor muy superior al reconocido como costes estándares. Esto se debe a que no se tiene en cuenta que el valor de los activos decrece con el tiempo en la medida en que se van amortizando.

En resumen, el tratamiento retributivo implícito en el Real Decreto 2819/1998 de las nuevas inversiones puestas en servicio desde el 1 de enero de 1998 hasta el 31 de diciembre de 2007, da lugar a una remuneración muy superior a la necesaria para recuperar el valor estándar de las instalaciones puestas en servicio.

Por su parte, la retribución correspondiente a las instalaciones puestas en servicio con anterioridad al 1 de enero de 1998, que en la terminología del Real Decreto 2819/1998 conforma el “coste acreditado a la actividad de transporte”, se obtiene actualizando la cantidad establecida para el año 1998 con el IPC-X, siendo X igual a 1 hasta el año 2002 y 0,6 a partir del año 2003. Pues bien, la cantidad establecida en el Real decreto 2819/1998 como “coste acreditado a la actividad de transporte” deriva de la metodología retributiva vigente hasta el año 1997, que no era otra que la establecida en el Marco Legal Estable.

Al respecto, esta Comisión entiende oportuno indicar que si se aplicará para las instalaciones anteriores al 1 de enero de 2008 la metodología retributiva establecida en el citado Real Decreto 325/2008, se obtendría una retribución inferior a la que actualmente tiene reconocida la actividad de transporte.

Otro aspecto a destacar es que la baja de las instalaciones de transporte no tiene efectos retributivos para el titular de tales instalaciones. Es decir, aunque una instalación de transporte se dé de baja administrativa (que cada vez viene siendo más habitual al aprovecharse trazas de líneas de 220 kV para construir nuevas líneas de 400 kV, o en entornos urbanos desmantelar instalaciones de intemperie para construir las, en menor mucho terreno, con tecnología blindada bajo edificio) la retribución de la empresa transportista no se ve afectada a menos.

Por todo ello, se entiende necesario llevar a cabo una revisión normativa de la metodología retributiva de las instalaciones anteriores al 1 de enero de 2008, para que

no se pueda dar el caso de existencia de activos que se siguen retribuyendo “*sine die*” aunque sus costes estén completamente recuperados, o incluso que tales activos no existan ya físicamente.

4.3.2 Propuesta

Se debería actualizar el inventario de instalaciones que conforman la red de transporte, dando de baja a efectos retributivos las instalaciones que bien ya no existan o que hayan recuperado íntegramente los costes incurridos en las mismas. En este sentido, en el informe sobre las tarifas de acceso eléctricas con entrada en vigor a partir del día 1 de enero de 2011 se ha propuesto lo siguiente:

“Entre otras, cabe señalar las siguientes medidas indicadas en diversos informes aprobados por esta Comisión y remitidos al MITC:

– Revisar la normativa de la metodología retributiva de las instalaciones de transporte anteriores al 1 de enero de 2008, con el objeto eliminar de la retribución los activos ya amortizados.”

4.3.3 Informe de referencia

La propuesta anterior está incluida en el Informe 39/2010 de la CNE sobre la propuesta de orden ministerial por la que se revisan las tarifas de acceso eléctricas a partir del día 1 de enero de 2011, aprobado por el Consejo de la CNE el 16 de diciembre de 2010.

4.3.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

Sobre el informe 39/2010 se emitieron los siguientes votos:

- Voto Particular formulado por el Vicepresidente, D. Fernando Martí Scharfhausen.
- Voto Particular Concurrente formulado por la Presidenta, D^a María Teresa Costa Campí.

4.4 Consolidación de la metodología retributiva para la actividad de distribución establecida en el Real Decreto 222/2008

4.4.1 Antecedentes

Una vez disponibles, por parte de la CNE, las herramientas necesarias para la plena implantación de la metodología retributiva establecida en el Real Decreto 222/2008, esto es, el Modelo de Red de Referencia en sus múltiples versiones y la Información Regulatoria de Costes captada a través de las sucesivas Circulares aprobadas por la CNE, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ha recogido los importes retributivos que resultan de esta metodología en la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre. De este modo se abandona la transitoriedad retributiva contemplada en dicho Real Decreto 222/2008, mediante la cual el incremento de la retribución se determina mediante el esquema, ya derogado, del anterior Real Decreto 2819/1998.

4.4.2 Propuesta

Con el objeto último de garantizar la estabilidad financiera en la actividad de distribución, se entiende necesario introducir algunas modificaciones en el citado Real Decreto 222/2008, de manera que, al contrario de lo que sucede actualmente, la retribución de cada empresa distribuidora sea un dato conocido desde el arranque de cada ejercicio. Esto pasaría por la introducción en la fórmula retributiva establecida en el Real Decreto 222/2008, de un término que venga a corregir, a posteriori, los posibles errores en las previsiones, tales como la demanda, los índices de precios, etc., todo ello en sintonía con lo señalado por la CNE con motivo del Informe sobre el proyecto de Real Decreto 222/2008:

“DUODÉCIMA.- Por una parte, se echa en falta la existencia de un factor de desvíos de los parámetros previstos que, por entender esta Comisión imprescindible, se incluyó en la formulación propuesta al Ministerio. Dicho factor de desvíos no se propuso con el ánimo de que todos los años hubiera de ser ajustada la retribución a parámetros reales, sino que se entendía necesario incluirlo para dotar a las empresas distribuidoras y al Ministerio de una herramienta que garantizase que las condiciones de contorno con la que se calculó el nivel de retribución de referencia y su

actualización para los posteriores ejercicios, se mantienen a lo largo del mismo dentro de lo previsible, permitiéndose, expost, modificar la retribución asignada para un ejercicio ante circunstancias excepcionales que no pudieran ser previstas en el momento en el que se realizó el cálculo retributivo en el año base. Dicha posible modificación de la retribución del ejercicio precedente quedaría acotada a la verificación de ciertas condiciones en cuanto a la variación de las hipótesis consideradas.

Por ello, la CNE considera necesario, en aras a reducir incertidumbre sobre una actividad regulada, que se añadiera el siguiente segundo párrafo al punto 1 del artículo 5: “Junto a la retribución reconocida a cada distribuidor se explicitarán los parámetros que intervienen en su cálculo tales como el índice de precios previsto, el incremento de la demanda considerado y la tasa retribución aplicada. Asimismo, la Comisión Nacional de Energía hará pública la metodología de cálculo del coste de capital utilizada a la hora de determinar la correspondiente tasa de retribución.””

4.4.3 Informe de referencia

La anterior propuesta se ha formulado en el Informe 23/ 2007 de la CNE sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobado por el Consejo de la CNE el 26 de julio de 2007.

4.4.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

El Informe 23/ 2007 no tiene votos.

4.5 Regulación de los planes de inversión anuales y plurianuales de distribución

4.5.1 Antecedentes

Con fecha 23 de julio de 2009 el Consejo de la CNE aprobó el Informe sobre “Propuesta de Procedimientos de Operación Básicos de las redes de distribución de Energía Eléctrica”, con objeto de dar cumplimiento a lo establecido en la disposición transitoria quinta del Real decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, Procedimientos que a la fecha aún no han sido aprobados por el Ministerio.

Tal y como se señala en dicho informe, varios miembros del Consejo Consultivo de Electricidad pusieron de manifiesto la necesidad de desarrollar un procedimiento de operación básico de las redes de distribución de energía eléctrica que regulase específicamente todo lo concerniente a los Planes de inversión anuales y plurianuales que las empresas distribuidoras deben presentar, antes del 15 de octubre de cada año, a las Comunidades y Ciudades Autónomas en las que dichas inversiones vayan a ser ejecutadas, ello en cumplimiento de lo establecido en el artículo 41.1.o) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en la redacción dada por la Ley 17/2007, de 4 de julio. Para ello, en el citado informe, la CNE proponía la constitución de un grupo de trabajo específico, en primera instancia con las Comunidades Autónomas, al que posteriormente se incorporarían las empresas distribuidoras.

4.5.2 Propuesta

Se propone la aprobación urgente de los POD propuestos por la CNE el 23 de julio de 2009, así como el desarrollo de una norma que regule todo lo concerniente a los Planes de inversión plurianuales que las empresas distribuidoras deben presentar, para su aprobación, ante la Comunidades Autónomas, incluyendo en dicha norma el tratamiento retributivo de las instalaciones contempladas en tales Planes de inversión.

En particular, sobre los planes plurianuales, el informe de la CNE dispone lo siguiente: *“CUARTA.- Igualmente, tal y como han manifestado varios miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, se entiende necesario desarrollar un procedimiento de operación básico de las redes de distribución de energía eléctrica que regule específicamente todo lo concerniente a los Planes de inversión anuales y plurianuales que las empresas distribuidoras deben presentar, antes del 15 de octubre de cada año, a las Comunidades y Ciudades Autónomas en las que dichas inversiones vayan a ser ejecutadas, ello en cumplimiento de lo establecido en el artículo 41.1.o) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, en la redacción dada por la Ley 17/2007, de 4 de julio. Para ello, si así se estima oportuno, podría constituirse un grupo de trabajo específico, en primera instancia con las Comunidades Autónomas, al que posteriormente se incorporarían las empresas distribuidoras.”*

4.5.3 Informe de referencia

Lo anterior se ha recogido en el Informe de la CNE sobre la propuesta de procedimientos de operación básicos de las redes de distribución de energía eléctrica, aprobado por el Consejo de la CNE el 23 de julio de 2009.

4.5.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

El referido informe no tiene votos.

4.6 Adaptación de la normativa de acceso y conexión del régimen especial a la red

4.6.1 Antecedentes

Con fecha 22 de abril de 2009 la CNE envió al MITyC una propuesta de “Real Decreto de acceso y conexión a la red eléctrica de instalaciones de producción de energía eléctrica de régimen especial”.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, liberalizó la generación de electricidad y al mismo tiempo, estableció la posibilidad de otorgar unas primas a la generación en régimen especial, considerada como la más eficiente desde el punto de vista energético y ambiental, con el fin, entre otros, de lanzar en 2010 una penetración de las energías renovables del 12 % en términos de energía primaria, lo que se tradujo en términos de producción de electricidad en una cuota aproximada del 30%. Actualmente existe el objetivo global de renovables para 2020, que supone una cuota de renovables próxima al 40% en el sector eléctrico.

Desde 1997 hasta 2009 la potencia instalada en régimen especial pasó de 4.544 MW a 30.799 MW (una integración de 26.300 MW). El documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, 47.670 MW en 2016, lo que supone 17.000 MW adicionales, y en el PANER se fija una potencia de 67.000 MW.

En el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, se establece la normativa sobre el derecho de acceso y conexión a la red de transporte y distribución, donde se determina que el acceso únicamente podrá estar restringido por la falta de capacidad

de la red, que se justifica en criterios de seguridad, regularidad o calidad del suministro. De acuerdo con la regulación vigente, las limitaciones de acceso se han de resolver sobre la base de la inexistencia de reserva de capacidad, sin que la precedencia temporal en la conexión implique una consecuente preferencia de acceso.

Por otra parte, la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, fue modificada con la Ley 17/1997, de 4 de julio, para trasponer la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes del Mercado Interior de la Electricidad. Asimismo, la Ley 17/2007 incorporó otros criterios como:

- a) La facultad del Operador del Sistema de establecer restricciones zonales para la autorización de las nuevas instalaciones de producción de electricidad, tanto en régimen ordinario como en régimen especial. Únicamente se deben establecer estas restricciones si mediante la incorporación de la nueva potencia y con la red planificada, se detectan problemas relacionados con la seguridad del suministro, tendido en cuenta la energía que ha de verter la generación y el consumo previsto.
- b) La secuencia temporal para que los gestores de la red de distribución puedan informar el acceso y la conexión de nuevas instalaciones de generación se invierte, estableciéndose como condición previa la determinación del punto de conexión, y su aceptación por el solicitante, antes de informar el acceso.

4.6.2 Propuesta

Teniendo en cuenta la gran cantidad de potencia renovable y de cogeneración que será necesario integrar y conectar a la red para el cumplimiento de los objetivos comprometidos con la Unión Europea, y asimismo, considerando las modificaciones introducidas en la Ley del Sector Eléctrico mediante la Ley 17/2007, parece oportuno contar con un Real Decreto en el que se incluyan los criterios básicos que a continuación se enuncian, y que se refieren al acceso y la conexión a la red de las nuevas instalaciones de producción en régimen especial.

1. Criterios objetivos de aplicación de la nueva herramienta de restricciones zonales contemplada en la Ley 17/2007 para que el OS pueda mantener la seguridad del sistema.

2. Establecer que en el estudio de acceso y conexión de nuevas instalaciones en régimen especial las limitaciones se deberán resolver considerando la producción de las instalaciones existentes, para evitar congestiones de red y minimizar los vertidos de energías renovables que pongan en riesgo el cumplimiento de los objetivos.
3. Cumplimiento de los planes de desarrollo de las redes de transporte (aprobados por el Gobierno) y distribución (aprobados por las CC.AA.), y reconocimiento de los costes de expansión y refuerzo de la red.
4. Obligación de los gestores de red de dar publicidad sobre las líneas con escasez de capacidad, y en este caso, publicidad de los accesos que se concedan
5. Procedimiento simplificado de acceso, conexión y registro de instalaciones de pequeña potencia (≤ 100 kW).

Adicionalmente, mantenimiento de la prioridad de evacuación de las instalaciones ya conectadas que utilicen energías renovables y cogeneración.

Todo ello en sintonía con lo señalado por la CNE en la Memoria justificativa de la propuesta de real decreto de acceso y conexión a la red eléctrica de instalaciones de producción de energía eléctrica de régimen especial adjunta al Informe - propuesta de real decreto de acceso y conexión a la red eléctrica de instalaciones de producción de energía eléctrica de régimen.

“4 RESUMEN DE LA NUEVA REGULACIÓN

[...]

a) Autorización de la instalación.-

Las instalaciones de generación en régimen especial no podrán ser autorizadas si no disponen de punto de conexión otorgado por el gestor de la red de transporte o distribución. A estos efectos, el operador del sistema podrá establecer límites zonales de capacidad de conexión, según los criterios generales siguientes, que deberán ser desarrollados en los correspondientes procedimientos de operación:

- *Los límites de capacidad de conexión atenderán a criterios de seguridad del suministro, a la red preexistente y planificada, a los objetivos de planificación y a un funcionamiento suficiente de las instalaciones de régimen especial existentes*

- *La diferenciación de zonas se realizará conforme al trazado de la red de transporte primario, y en su caso, secundario, por lo que se podrán establecer restricciones zonales por CC.AA.*

- *Se efectuará un estudio de balance de cargas en periodos de punta y valle, con generación simultánea máxima ya conectada y consumo mínimo, en condiciones de disponibilidad total de la red planificada de transporte. No se considerarán las restricciones en instalaciones existentes o nuevas con una duración inferior a veinte horas en términos anuales (ya que se considera que no se afecta a las expectativas de los proyectos). No se considera apropiado emplear en un estudio general sobre las restricciones zonales a largo plazo el criterio de indisponibilidad de la red, ya que en todo caso cualquier indisponibilidad deberá tener necesariamente un carácter coyuntural. No obstante, si se considera dicho criterio en el estudio nodal, de detalle, que es necesario para evaluar la capacidad de la red cuando se solicita el acceso y la conexión.*

- *Se podrán considerar asimismo criterios dinámicos, como la potencia de las instalaciones de la zona no adaptadas a lo dispuesto en el P.O. 12.3 (huecos de tensión).*

- *Se podrán utilizar asimismo otros criterios específicos de las instalaciones de régimen especial, como la aportación de corriente de cortocircuito, la contribución al control de tensión, o los efectos de la generación asíncrona.*

b) Acceso a la red de transporte y distribución.-

Todos los nuevos productores en régimen especial tienen derecho de acceso a la red de transporte o distribución.

El gestor de la red solo puede denegar a los nuevos productores el acceso a la red por falta de capacidad, motivada en criterios de seguridad, regularidad y calidad del suministro.

Las denegaciones o limitaciones de acceso a la red de las nuevas instalaciones de régimen especial se resolverán sobre la consideración previa de las instalaciones de este régimen existentes ya conectadas o con punto de conexión firme, a efectos de que puedan tener un régimen de funcionamiento suficiente considerando la red planificada. El desarrollo de este criterio deberá realizarse en el correspondiente procedimiento de operación. Se realizará un balance de cargas de generación máxima y consumo mínimo, en periodo de punta, valle y llano, considerando la potencia ya conectada o con punto firme, en condiciones de la red de disponibilidad total, de indisponibilidad parcial y de comportamiento dinámico. No se tendrán en cuenta las restricciones que puedan producirse en un punto de la red con una duración inferior a veinte horas en términos anuales, si las instalaciones son capaces de reducir su carga, al estar adscritas a centros de control, o al contar con dispositivos limitadores de potencia o de desconexión automática o manual operados por el gestor de la red.

c) Evacuación de la energía neta producida.-

En la operación de instalaciones de régimen especial existentes, las restricciones se resolverán conforme a los procedimientos de operación del sistema (en el proceso diario de gestión de restricciones técnicas), o en su caso, en los procedimientos de la red de distribución, dando prioridad de evacuación a las energías renovables no gestionables, así como al resto del régimen especial.”

4.6.3 Informe de referencia

Lo anterior se ha recogido en la Memoria justificativa de la propuesta de real decreto de acceso y conexión a la red eléctrica de instalaciones de producción de energía eléctrica de régimen especial adjunta al Informe-Propuesta de Real Decreto de acceso y conexión a la red eléctrica de instalaciones de producción de energía eléctrica de régimen especial, aprobado por el Consejo de la CNE el 22 de abril de 2009.

4.6.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

El Informe sobre la Propuesta de Real Decreto de acceso y conexión a la red eléctrica de instalaciones de régimen especial no tiene votos.

4.7 Desarrollar la metodología de tarifas de acceso a las redes

4.7.1 Antecedentes

La normativa vigente establece un calendario temporal respecto al cual en 2013 las tarifas de acceso deberán ser suficientes. Asimismo, no se dispone de una metodología explícita que determine los criterios ex ante de reparto de cada concepto de coste de acceso para configurar los términos de energía y potencia de cada tarifa de acceso.

La Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE establece que la autoridad reguladora tendrá, entre otras, la obligación de establecer o aprobar, de conformidad con criterios transparentes, las tarifas de transporte o distribución o sus metodologías. Adicionalmente la Directiva determina una serie de criterios generales respecto a las que deberían establecerse las tarifas de acceso.

4.7.2 Propuesta

Esta Comisión considera necesario implementar una metodología de asignación de costes que incluya tanto los costes que se deben considerar en el cálculo de dichas tarifas, como los principios generales y los criterios de asignación de cada uno de estos costes para establecer tarifas de acceso y tarifas de último recurso de forma global, de forma que los incrementos de las diferentes partidas de costes se trasladen a las tarifas de acceso según cada criterio de asignación.

La relación de precios entre los distintos periodos horarios debería ser el resultado de la aplicación de una metodología de costes, que incentive el traslado del consumo a las horas de supervalle y desincentivar el consumo en periodo de punta y establecerse conjuntamente para todas las tarifas de acceso.

A nivel del MIBEL, se ha realizado por el Consejo de Reguladores una propuesta de armonización de metodología para establecer tarifas de acceso que definen procedimientos para el establecimiento de las tarifas de acceso, para establecer y revisar la metodología, y para aprobar y revisar los precios de las tarifas de acceso. Asimismo se determinan unos principios generales para establecer tarifas de acceso

de acuerdo con la Directiva, y unos criterios generales de asignación de cada tipología de costes (costes de redes, de gestión del ATR y resto de costes de acceso) y de variables de facturación a aplicar. Por último, se incluyen propuestas adicionales de armonización regulatoria con impacto en el establecimiento de tarifas de acceso, respecto a la función de la CNE para proponer tarifas o su metodología, el ámbito de aplicación del SUR, mecanismos para la sostenibilidad del sistema eléctrico y evitar déficit de tarifas.

Con anterioridad a implementar la metodología asignativa, la CNE propone realizar una revisión en profundidad de las distintas partidas de retribución de los costes de actividades reguladas del sector eléctrico.

Finalmente, en el contexto de la transposición de las Directivas de gas y electricidad de 2009, se considera que deberá reforzarse, entre otras, la potestad tarifaria de la CNE (en la actualidad la CNE se limita a proponer al titular de la potestad tarifaria, que es el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC), la revisión tarifaria que estima procedente y a informar los proyectos de revisión tarifaria elaborados por este Ministerio).

4.7.3 Informes de referencia

La problemática y la propuesta descritas anteriormente se han detallado en los siguientes informes:

- Informe 39/2010 de la CNE sobre la propuesta de orden ministerial por la que se revisan las tarifas de acceso eléctricas a partir del día 1 de enero de 2011, aprobado por el Consejo de la CNE el 16 de diciembre de 2010.

- Propuesta “Armonización de la metodología para establecer tarifas de acceso”, elaborado en el ámbito del Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal firmado con fecha 8 de marzo de 2007 y ratificado por el Comité de Presidentes el 20 de enero de 2011
- Informe 25/2010 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad del gestor de cargas del sistema, aprobado por el Consejo de la CNE el 14 de septiembre de 2010.
- Informe sobre las implicaciones derivadas de la aprobación de la nueva normativa comunitaria en materia de energía y medioambiente, aprobado por el Consejo de la CNE el 22 de julio de 2010.

4.7.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

Sobre el informe 39/2010 se emitieron los siguientes votos:

- Voto Particular formulado por el Vicepresidente, D. Fernando Martí Scharfhausen.
- Voto Particular Concurrente formulado por la Presidenta, D^a María Teresa Costa Campí.

El resto de informes indicados no tienen votos.

4.8 Regular y, en su caso, liquidar saldos a favor del sistema

4.8.1 Antecedentes

El déficit tarifario es un problema estructural y la titulización de la deuda del sistema está suponiendo unos mayores costes financieros que deberán recaer sobre las tarifas de acceso que pagan los consumidores. La senda de convergencia de las tarifas de acceso para cubrir los costes correspondientes está fijada en 2013 de acuerdo con la normativa vigente. En consecuencia, es necesario realizar un esfuerzo a corto plazo para equilibrar las cuentas del sistema.

4.8.2 Propuesta

En relación con la liquidación de los CTC's, y si bien el RDL 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético suprimió los CTCs

como coste permanente del sistema, la Comisión considera que es necesario que se produzca formalmente, de conformidad con el Ordenamiento jurídico, un pronunciamiento sobre su liquidación de los CTC's.

En relación con la ejecución de las Sentencias del Tribunal Supremo de 17 de octubre de 2007, de 28 de enero de 2009 y de 8 de abril de 2010, relativas a la financiación con cargo a la tarifa eléctrica del Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia Energética correspondientes a 2006, 2007 y 2009, esta Comisión considera que los ingresos resultantes deben ser ingresos de actividades reguladas.

Adicionalmente, la CNE ha propuesto implementar soluciones para la financiación de las primas del régimen especial, entre otras, asegurar que los ingresos generados con las subastas de derechos de emisión de CO₂, a partir de 2013, sean utilizados para atenuar el sobrecoste de la producción en régimen especial.

4.8.3 Informes de referencia

La problemática y la propuesta descritas anteriormente se han detallado en los siguientes informes:

- Informe 39/2010 de la CNE sobre la propuesta de orden ministerial por la que se revisan las tarifas de acceso eléctricas a partir del día 1 de enero de 2011, aprobado por el Consejo de la CNE el 16 de diciembre de 2010.
- Propuesta “Armonización de la metodología para establecer tarifas de acceso” elaborado en el ámbito del Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal firmado con fecha 8 de marzo de 2007, y ratificado por el Comité de Presidentes el 21 de enero de 2011.

4.8.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

Sobre el informe 39/2010 se emitieron los siguientes votos:

- Voto Particular formulado por el Vicepresidente, D. Fernando Martí Scharfhausen.
- Voto Particular Concurrente formulado por la Presidenta, D^a María Teresa Costa Campí.

La propuesta de armonización tarifaria entre España y Portugal no tiene votos.

4.9 Realizar un desarrollo normativo sobre la financiación de la compensación extrapeninsular con cargo a los Presupuestos generales del Estado.

4.9.1 Antecedentes

El RDL 6/2009 indicaba que, en 2011, se financiarían con los Presupuestos Generales del Estado el 51% de las previsiones de los sobrecostes extrapeninsulares, con lo que la tarifa de acceso solo financiaría el 49% restante. Así, la memoria que acompañaba la Propuesta de Orden donde se establecen las tarifas de acceso de 2011 habría considerado la imputación de un 49% de los sobrecostes extrapeninsulares. Sin embargo, y dado que hasta que no se desarrolle la normativa no se podrán imputar estos costes a los Presupuestos generales del Estado (en los correspondientes a 2011 únicamente se ha recogido un 17% de esos costes), con probabilidad la diferencia tendrá que provenir de las tarifas de acceso, resultando un déficit superior al previsto.

4.9.2 Propuesta

Tal y como esta Comisión ha señalado en distintos informes perceptivos sobre Ordenes de tarifas de acceso, se considera necesario el desarrollo una disposición reglamentaria prevista en la disposición adicional primera del RD-L 6/2009 para la determinación del mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias, así como el procedimiento de liquidación de las mismas:

“Financiación de la compensación extrapeninsular con cargo a los Presupuestos Generales del Estado

Se considera necesario el desarrollo una disposición reglamentaria prevista en la disposición adicional primera del Real Decreto-Ley 6/2009 para la determinación del mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias, así como el procedimiento de liquidación de las mismas, [...] En cualquier caso, las retribuciones que en exceso se reconocen deberían ser integradas al sistema con la naturaleza de ingresos liquidables. Por el momento no se ha realizado el desarrollo de dicha disposición.”

4.9.3 Informe de referencia

La anterior propuesta se ha recogido en el Informe 39/2010 de la CNE sobre la propuesta de orden ministerial por la que se revisan las tarifas de acceso eléctricas a partir del día 1 de enero de 2011, aprobado por el Consejo de la CNE el 16 de diciembre de 2010.

4.9.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

Sobre el informe 39/2010 se emitieron los siguientes votos:

- Voto Particular formulado por el Vicepresidente, D. Fernando Martí Scharfhausen.
- Voto Particular Concurrente formulado por la Presidenta, D^a María Teresa Costa Campí.

4.10 Ajustar el precio de cesión en el déficit tarifario

4.10.1 Antecedentes

El RDL 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, establece que los derechos de cobro a los que da lugar la financiación de los déficits generados desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de diciembre de 2012, podrán cederse por los titulares iniciales al Fondo de titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE). Este proceso de titulización permite a los titulares iniciales ceder los derechos de cobro del sistema a cambio de un precio de cesión. Al efecto de satisfacer el precio de cesión, FADE se endeuda emitiendo instrumentos financieros de distinta naturaleza con aval del Estado.

4.10.2 Propuesta

En relación al desarrollo de dicho proceso de cesión de derechos de cobro por parte de los titulares iniciales al Fondo, esta Comisión consideró que debería realizarse un ajuste en el precio de cesión que recibieran las empresas, con objeto de procurar un equilibrio entre las partes afectadas por la financiación del déficit tarifario: la Administración, los consumidores y las empresas. Dicho ajuste se explica por el hecho de que el proceso de titulización establecido en el RD-L 6/2009 permite a las empresas la cesión de los derechos al Fondo y, consecuentemente, la posibilidad de

recibir en el momento de la desembolso de la cesión el importe que han financiado, que de otra manera obtendrían en un plazo dilatado de tiempo. El RD 437/2010 no fijó una quita en los importes reconocidos a las empresas, ni les asignó contribución alguna a la financiación de los costes de la gestión del fondo, así como de la colocación del mismo.

Por otra parte, el RDL 14/2010 establece una revisión de los importes de déficit ex ante para 2011 y 2012, así como la posibilidad de ceder al Fondo los derechos de cobro de los titulares iniciales por el desajuste temporal de 2010 hasta un máximo de 2.500 millones de euros.

4.10.3 Informes de referencia

Las anteriores propuestas se han detallado en los siguientes informes:

- Informe 36/2009, de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto por el que se establece el precio y las condiciones de cesión de los derechos de cobro al fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico, se desarrollan las características del activo y del pasivo del fondo y se regula la comisión interministerial que tendrá como finalidad velar por el correcto cumplimiento de las condiciones en que deben ejecutarse las tareas asignadas a la sociedad gestora del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico, aprobado por el Consejo de la CNE el 22 de diciembre de 2009.
- Oficio remitido al Secretario de Estado de Energía por acuerdo del Consejo de la CNE el 10 de febrero de 2011.

4.10.4 Votos particulares y concurrentes del Consejo

El Informe 36/2009 no tiene votos.