



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME SOBRE EL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL

PARTE III. MEDIDAS SOBRE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD

7 de marzo de 2012

INDICE

PARTE III. MEDIDAS SOBRE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD

0. RESUMEN DE LAS MEDIDAS RELACIONADAS CON MEJORAS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD.....	3
I. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN EXISTENTE EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD.....	5
II. MEDIDAS RELACIONADAS CON LA REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DIARIO E INTRADIARIO.....	10
1. <i>Medidas necesarias para permitir el acoplamiento del MIBEL con el mercado noroeste europeo.....</i>	10
2. <i>Gestión a plazo de la interconexión entre España y Portugal y entre España y Francia.....</i>	11
3. <i>Revisión del diseño del mercado intradiario.....</i>	13
3.1. <i>Compatibilidad entre el mercado intradiario continuo en la frontera francesa y las sesiones del mercado intradiario del MIBEL (subastas).....</i>	13
3.2. <i>Incremento del número de mercados intradiarios.....</i>	13
4. <i>Supresión de determinadas ofertas complejas.....</i>	14
5. <i>Medidas para evitar arbitrajes entre segmentos del mercado por representantes de renovables.....</i>	14
6. <i>Análisis sobre la problemática de las restricciones técnicas zonales y su posible solución en el ámbito del sector eléctrico y no de competencia.....</i>	15
III. MEDIDAS RELACIONADAS CON LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	16
1. <i>Revisión de la regulación secundaria e implantación de perímetros de equilibrio.....</i>	16
2. <i>Mercado de reserva de potencia adicional.....</i>	17
3. <i>Regulación del descuadre en el cierre de la energía en el mercado.....</i>	18
4. <i>Mecanismo de imputación del coste de los desvíos.....</i>	18
5. <i>Implantación de servicios de balance trasfronterizos o internos.....</i>	19
6. <i>Introducción progresiva de incentivos/penalizaciones a la operación del sistema.....</i>	19
IV. MEDIDAS PARA MEJORAR LA CAPACIDAD DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD.....	20
1. <i>Atribución explícita a la CNE de la competencia atribuida a las autoridades reguladoras en el artículo 41.4.b) de la Directiva 2009/73/CE.....</i>	21
2. <i>Mejora de la capacidad de supervisión de los mercados, especialmente no organizados, por parte de la CNE. Adaptación del Reglamento (UE) 1227/2011 sobre la integridad y transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).....</i>	22



PARTE III. MEDIDAS SOBRE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD

0. RESUMEN DE LAS MEDIDAS RELACIONADAS CON MEJORAS EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

En términos generales, el modelo de mercado español y la regulación han fomentado la garantía de suministro y su calidad dando señales a la inversión, ha favorecido la integración de potencia renovable no gestionable en un sistema cuasi aislado, y ha incentivado la disminución de emisiones de CO₂. Como resultado, los precios del mercado han sido comparables a los de otros países de la Unión Europea (UE). Además, desde julio de 2007 el mercado de energía eléctrica español se encuentra integrado con el portugués, formando el Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), mercado mayorista único de electricidad para la Península Ibérica, y está previsto que a corto-medio plazo se produzca el acoplamiento con el mercado europeo. En términos de competencia, la concentración horizontal ha evolucionado favorablemente.

Sin embargo, también existen problemas derivados de la crisis económica y la consiguiente reducción de la demanda, así como por la programación de centrales de carbón autóctono fuera del mercado, que han llevado a un bajo funcionamiento de las centrales de ciclo combinado,

Se han registrado una serie de cambios importantes de comportamiento en los últimos años, debido a la penetración de las energías renovables, a la incorporación en el mercado de energía producida con carbón nacional a precio regulado, a la mayor utilización de las sesiones del mercado intradiario y los servicios de ajuste, a la provisionalidad de la regulación de los pagos por capacidad, al desarrollo de nuevos mecanismos de contratación a plazo y a la importancia relativa de este tipo de contratación, a la integración entre los sistemas español y portugués, así como a los avances en la consecución de un mercado europeo más integrado.

Todo ello ha supuesto cambios regulatorios parciales que precisan una revisión global y armonizada del diseño del mercado, con el objetivo de obtener de él la máxima eficiencia posible

Cabe señalar que la búsqueda de soluciones para reformar el modelo de mercado mayorista eléctrico, especialmente con el fin de compatibilizar los objetivos de competencia, seguridad del suministro e integración de las energías renovables, se encuentra abierta en la mayoría de países europeos, como revelan, por ejemplo, la reciente consulta pública del CEER¹ y el debate actual existente en el Reino Unido, resumido en Newbery (2012)² entre otros.

¹ Véase “CEER Call for Evidence on Generation Adequacy Treatment in Electricity” de Noviembre de 2011

² En el artículo del profesor Newbery, “*Reforming competitive electricity markets to meet environmental targets*”, Economics of Energy and Environmental Policy, vol.1, enero 2012, se resume el debate existente en torno a la posible reforma del sector energético en el Reino Unido. Dicho debate se inició en parte con el informe de OFGEM, “*Project Discovery: Options for delivering secure and sustainable energy supplies*” de febrero de 2010, y que posteriormente supuso la publicación de un documento y un proceso de consulta por parte del



A diferencia de algunos países europeos, como Reino Unido y Francia, que se enfrentan al riesgo de capacidad de generación insuficiente en un futuro próximo³, España no se encuentra en esta situación y la capacidad instalada actualmente permite garantizar la adecuada cobertura de la demanda en los próximos años. No obstante, los principales aspectos del debate europeos son también relevantes para España, en particular en lo que respecta al desarrollo de las interconexiones y la gestión de congestiones en las mismas, como elemento para favorecer la integración de las energías renovables y la exportación de la energía excedentaria a otros países, y al establecimiento de mecanismos de mercado capaces de aportar una señal de precio estable y eficiente a las nuevas inversiones de generación.

Entre las medidas propuestas se encuentra, en primer lugar, un conjunto de medidas relacionadas con la operación del mercado diario e intradiario, entre las que se señala el desarrollo y consolidación de un mecanismo de pagos por capacidad (utilizando preferentemente mecanismos competitivos) adaptado a las nuevas condiciones de mercado que se prevén para el largo plazo, y medidas relacionadas con las reglas del mercado diario e intradiario, para incrementar la eficiencia y permitir la convergencia con el resto de mercados de la UE. En particular, se propone retrasar la hora de cierre del mercado diario hasta las 12:00 y el mantenimiento del mercado intradiario del Mibel con el formato actual de subasta al que se le añadiría un mercado continuo para las transacciones en la frontera francesa. Asimismo, por su importancia, también se incluyen medidas relacionadas con el mecanismo de restricciones por garantía de suministro relacionado con el carbón nacional.

En segundo lugar, se incluyen un conjunto de medidas para mejorar la operación del sistema eléctrico, con el fin de permitir una mejor integración de las energías renovables y mejorar la eficiencia en la operación.

El tercer conjunto de medidas va encaminado a promover una mayor competencia en el mercado mayorista y a mejorar la capacidad de supervisión y actuación del regulador sectorial. Entre las medidas destaca la mejora en la capacidad de supervisión global de todos los segmentos del mercado mayoristas con especial énfasis en el segmento de contratación a plazo, debido tanto al incremento registrado en este segmento, como a que gran parte de la negociación se produce en mercados no organizados. Asimismo, se pretende lograr una mayor capacidad de supervisión y transparencia en los contratos bilaterales intragrupo. Otra de las medidas necesarias para facilitar la tarea de supervisión del mercado de electricidad, es conseguir tener una mayor información sobre los precios de gas a los que tienen acceso las centrales de ciclo combinado, por su importante influencia sobre el precio del mercado.

gobierno británico (“*Electricity Market reform – White paper 2011*”, Department of Energy and Climate Change, DECC).

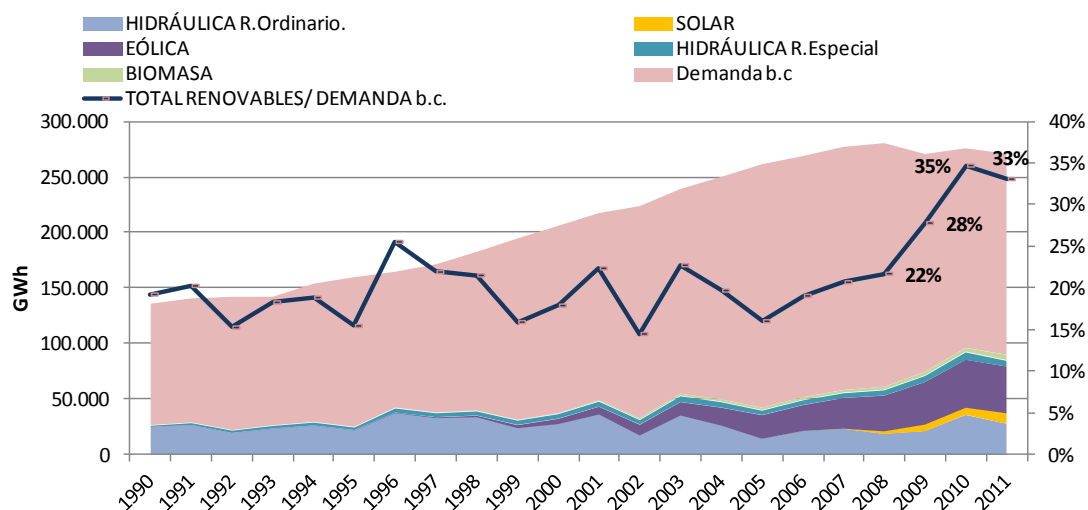
³ Este es el caso de Reino Unido, donde una parte importante de las centrales de generación deberán cerrar durante los próximos diez años y se requieren nuevas inversiones (en el documento de DECC “*Planning our electric future: technical update*”, de diciembre 2011, se prevé la entrada en vigor de nueva normativa durante 2012). Asimismo, en Francia, el operador del sistema, RTE, ha alertado de que la demanda nacional puede superar la capacidad instalada a partir de 2016, como consecuencia del mayor consumo y de la retirada de centrales existentes de fuel y carbón (véase RTE “*System Adequacy Report*” de julio 2011).

I. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN EXISTENTE EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 11.1⁴, establece que “El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, la gestión de desvíos y mercados no organizados”. Si bien el conjunto de segmentos del mercado mayoristas continúa siendo válido, la evolución de cada uno de estos segmentos a la vista de los cambios parciales registrados ha supuesto la necesidad de armonizar el conjunto o a mejorar la capacidad de supervisión del mercado mayorista en su conjunto.

En relación al mercado diario y los mercados posteriores el incremento de la penetración de las energías renovables, la integración creciente entre los sistemas español y portugués, la evolución de la capacidad instalada y la demanda especialmente en los últimos años así como los avances en la consecución de un mercado europeo más integrado, son elementos que han puesto de manifiesto la necesidad de implementar mejoras sobre el actual diseño de mercado. Asimismo, la introducción del procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, junto a las primas al Régimen Especial y al pago por garantía de potencia, evidencian la precaria coexistencia de mecanismos de mercado y restricciones/primas que dificultan la competencia de todas las centrales en igualdad de condiciones y limitan la capacidad del mercado para proporcionar señales de precios eficientes.

Gráfico 1. Evolución de la producción de electricidad renovable en España y su cuota sobre la demanda eléctrica



Fuente: CNE

⁴ En la redacción dada a través del Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo.

Durante el periodo 2008-2010 se ha registrado una reducción de la concentración horizontal del mercado de generación eléctrica, que se sitúa actualmente en un nivel moderado⁵, inferior al de muchos otros países europeos⁶.

Cuadro 1. Cuotas de mercado de los principales agentes en el mercado total de generación eléctrica en España

Generación total	2008	2009	2010
ENDESA	26,20%	21,73%	19,61%
IBERDROLA	23,40%	24,63%	24,32%
UNIÓN FENOSA	12,50%	-	-
GAS NATURAL / GAS NATURAL FENOSA (2009)	6,60%	16,13%	14,97%
EDP-HIDROCANTÁBRICO	5,40%	5,42%	5,29%
EON-VIESGO	2,50%	4,71%	3,54%
OTROS (RÉGIMEN ORDINARIO)	6,90%	6,24%	4,46%
OTROS (RÉGIMEN ESPECIAL)	16,70%	20,48%	25,93%
IMPORTACIONES	2,10%	0,67%	1,88%
Total general	100%	100%	100%
HHI MEDIO ANUAL	1569-1801	1366-1785	1262-1757
Generación neta + importaciones (GWh)	284.181	272.145	277.045

Fuente: CNE, OMEL e informes anuales de las empresas (Cuotas estimadas de la generación de Régimen especial). Las cuotas de ENDESA, IBERDROLA, EDP-HIDROCANTÁBRICO, UNIÓN FENOSA, EON-VIESGO y GAS NATURAL incluyen producción de Régimen Ordinario y Régimen especial. Se presenta un rango de valores estimados del HHI, debido a que no se dispone de información desglosada de las cuotas individuales de todos los agentes incluidos en el agregado "OTROS (RÉGIMEN ESPECIAL)". El valor inferior del rango supone un reparto muy atomizado de la propiedad de dichas instalaciones, posiblemente más cercano a la realidad del sector, y el superior supone un único agente.

Además, como consecuencia de la situación de exceso de oferta, desde 2009 ningún generador tiene una condición de pivotalidad⁷. Por otra parte, en el marco de su actividad de supervisión del mercado mayorista, de acuerdo con la legislación vigente y con el Tercer Paquete, la CNE vigila posibles episodios de conductas abusivas,

⁵ No obstante, cabe tener en cuenta que la definición del mercado relevante presenta cierta complejidad: si se toma como referencia el MIBEL y se considera la propiedad atomizada del Régimen Especial se obtiene un HHI en el entorno de 1200. Por otra parte, si se considera una definición más conservadora, que tiene en cuenta sólo el conjunto de tecnologías que marcan precio en el mercado español (ciclos combinados de gas, carbón, hidráulica regulable) el nivel de HHI alcanza el valor de 1600.

⁶ Véase "Communication from the Commission: Report on progress in creating the internal gas and electricity market" (2010).

⁷ En cualquier caso, el nivel de concentración y/o la pivotalidad de los agentes son indicadores preliminares y orientativos del grado de competencia, no siendo condiciones necesarias, ni suficientes, para el ejercicio del poder de mercado en generación eléctrica, que requiere un análisis de conducta más detallado para cada caso.

mediante la incoación de expedientes sancionadores por manipulación fraudulenta de los precios del mercado eléctrico. Asimismo, se debe seguir analizando y supervisando el posible impacto sobre la competencia por la integración vertical de los incumbentes, dado que se mantiene la diferenciación entre nuevos entrantes e incumbentes en cuanto al grado de integración vertical (los primeros venden la mayoría de su energía en el mercado spot, mientras los segundos realizan contratos bilaterales, principalmente intra-grupo con centrales inframarginales).

El peso relativo de la contratación bilateral física es otro elemento a tener en cuenta en la situación actual. En lo que concierne a las transacciones físicas, la cantidad vendida por la generación en el mercado spot en 2011 ascendió a unos 170 TWh (71%) mientras que 70 TWh (29%) correspondieron a contratos bilaterales físicos, siendo las proporciones similares a las de 2010. Por otro lado, sigue aumentando la importancia de la contratación a plazo, mayoritariamente de carácter financiero⁸: el volumen negociado en el mercado a plazo no organizado (mercado OTC) superó en el año 2010 y 2011 la demanda de energía eléctrica (en b.c.) peninsular. Asimismo, si bien el volumen negociado en el mercado organizado de OMIP ha ido aumentando aún representa un porcentaje relativamente reducido del volumen de negociación a plazo. Por tipos de contratos, la mayor liquidez, en ambos ámbitos (organizado y no organizado) se encuentra en los productos de horizonte de corto plazo, inferior a 1 año. La liquidación de los contratos a plazo, así como de los contratos de las subastas CESUR, ha sido generalmente positiva respecto de los precios en el mercado diario (precio de contado o spot) durante la mayor parte del periodo 2007-2011, siendo especialmente acusados en el primer semestre de 2010 (en el que se registraron precios spot en niveles históricamente bajos). En el año 2011, los diferenciales fueron positivos en general salvo en el tercer trimestre. Cabe señalar la entrada en vigor del Real Decreto 302/2011, de 4 de marzo 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 del sector eléctrico, que permite recuperar parcialmente a través de las primas del RE a tarifa los diferenciales positivos entre CESUR y precios spot.

Por otra parte, se observa que, a diferencia de lo que ocurría al comienzo del funcionamiento del mercado de electricidad, la programación que resulta del mercado diario dista cada vez más de la programación real que se produce al final del día, ya que el mercado intradiario ha incrementado su importancia, lo que constituye un aspecto diferencial con el resto de los mercados europeos. Este hecho viene motivado, entre otros, por la existencia de una penetración significativa de las energías renovables en el mercado, cuya capacidad de funcionamiento está condicionada a la disponibilidad de recursos renovables, recursos que son variables y cuya previsión está sujeta a un margen de error que se minimiza con la proximidad al tiempo real.

Asimismo, cabe citar la existencia de restricciones técnicas zonales en la red más o menos estructurales, que impactan en el resultado del mercado diario, o la existencia de un mercado intradiario con una gran liquidez que en sus primeras sesiones, como consecuencia de un exceso de oferta derivada del proceso de restricciones técnicas, presenta precios ligeramente inferiores a los del mercado diario. A esto se ha unido, desde 2011, el impacto en el mercado del mecanismo de restricciones de garantía de

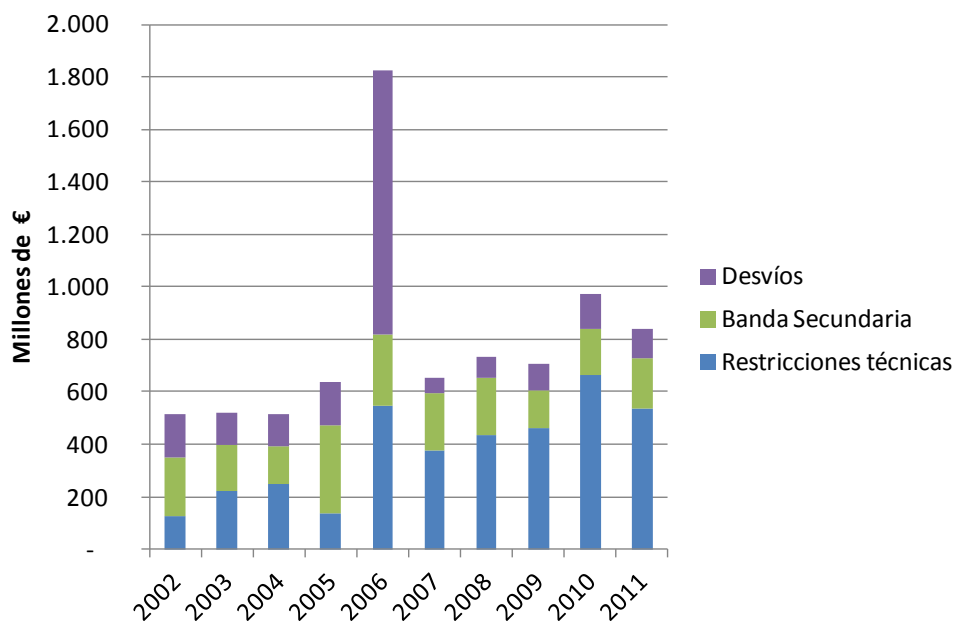
⁸ En España la mayoría de los contratos negociados en el mercado a plazo se liquidan por diferencias contra el precio en el mercado diario, lo que se denomina liquidación financiera o por diferencias.

suministro, por el cual debe retirarse del programa casado, la energía necesaria para poder despachar a las centrales de carbón autóctono.

Finalmente, se observa que desde la desaparición del distribuidor como agente suministrador de electricidad, ningún agente es responsable del cierre de la energía en el mercado.

Todo ello, está provocando la necesidad de programar un mayor volumen de energía de servicios de ajuste, con el correspondiente mayor coste que debe soportar la demanda.

Gráfico 2. Evolución del sobrecoste de los servicios de ajuste para la demanda



Fuente: CNE

Nota: El incremento de servicios de ajuste de 2006 fue motivado por la actuación de una empresa ante la aplicación del Real-Decreto Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.

En relación con el mecanismo de restricciones de garantía de suministro (RGS) citado, cabe destacar que los agentes han ido adaptando sus comportamientos desde la puesta en marcha del mismo, con el fin de optimizar el resultado de su participación en todos los mercados, intentando minimizar a su vez el impacto que sobre ellos supone la reprogramación de ciertas centrales por parte del Operador del Sistema siguiendo criterios de planificación. En este sentido, cabría citar la actuación de algunos agentes que se podrían haber autoexcluido del mercado diario, para no ver reducidos sus programas por la entrada del carbón autóctono. Otras instalaciones, que sí han resultado casadas en el mercado diario, y han visto reducida posteriormente su programación por este mecanismo, han incrementado su programación en los mercados intradiarios, como consecuencia de haber trasladado a su vez, parte de la demanda de la comercialización del grupo empresarial a estos mercados. También se ha observado la existencia sistemática en el mercado diario de un programa importante de energía procedente de tecnologías no contaminantes (hidráulica y/o

régimen especial) que no se ven afectadas por el mecanismo de RGS, que posteriormente ha sido anulado en los mercados intradiarios para hacer de oferta espejo de instalaciones afectadas por el recuadro del RGS (intercambio de programas de generación). Todo ello, está provocando una alteración de la formación del precio tanto del mercado diario como del intradiario, por lo que estas actuaciones y otras similares están siendo analizadas por la CNE.).

Por otra parte, la reprogramación de centrales de carbón en los mercados intradiarios está teniendo como consecuencia adicional un incremento de las emisiones de CO₂. Por último, el coste provisional del mecanismo en 2011, en tanto no sean presentados los costes auditados para su análisis por la CNE, ha sido de 393,8 M€, para el consumo de un 81% del volumen previsto en ese año.

Además, siguen manifestándose restricciones zonales en las cuales se registran ofertas de precios elevados, que la CNE ha denunciado a la CNC en numerosas ocasiones, como indicios de prácticas anti-competitivas. A este respecto cabe mencionar que, recientemente, la CNC ha decidido archivar el expediente sancionador en el que se investigaron las posibles prácticas anticompetitivas de las empresas eléctricas desde el año 2004 al 2008, relacionadas con la resolución de restricciones técnicas⁹. A pesar de ello, la CNC observa que *“en todo caso, las reiteradas denuncias del regulador sectorial, CNE, y el constatado funcionamiento deficiente en la resolución de las restricciones técnicas tanto en el sistema previo, con ofertas al mercado diario, como con el vigente de ofertas al propio mercado de RRTT, exigen una respuesta que suprima las distorsiones denunciadas por la CNE. No puede excluirse que esta respuesta pueda venir del lado de la normativa sectorial.”*

Finalmente, cabe citar la situación de exceso de capacidad de generación que presenta el mercado eléctrico desde 2008, registrándose niveles de reserva de capacidad superiores al 30%¹⁰ desde esa fecha, motivado por la senda continua de incorporación de ciclos combinados y de energías renovables, en un contexto de disminución de la demanda. Este hecho en una situación de demanda decreciente, unido a la puesta en marcha del mecanismo de restricciones por garantía de suministro, y a otros hechos externos, como el incremento de la demanda de gas por parte de otros países (como Japón), ha motivado que los ciclos combinados hayan registrados unas horas medias de utilización en 2011 inferiores a las 2.000 horas (3.920 en 2008, 3.371 en 2009, 2.641 en 2010, 1.953 en 2011).

El escenario previsto para el largo plazo, contempla una incorporación de nuevas centrales para los próximos años casi nula, Si bien este escenario cuenta con un grado elevado de incertidumbre en cuanto a la evolución de la demanda, incluso las estimaciones más extremas parecen presentar una reserva de capacidad superior a la necesaria a 4-5 años vista. Este contexto, hace que la situación de la península sea muy diferente a la que registran muchos países europeos de nuestro entorno, que presentan problemas de cobertura tanto de corto como de largo plazo, especialmente

⁹ Véase la Resolución de la CNC de 15 de septiembre de 2011 sobre el expediente S/0104/08 Eléctricas.

¹⁰ El operador del Sistema considera que para garantizar la seguridad de suministro es necesario un índice de cobertura mínimo del 10%.

ante condiciones climatológicas extremas¹¹. En concreto, teniendo en cuenta el último escenario previsto de demanda punta realizado por el Operador del Sistema y considerando únicamente la potencia comprometida en los preregistros del régimen especial en la actualidad, no sería necesaria potencia adicional para cumplir con los requisitos de seguridad de suministro hasta el invierno de 2016-2017.

Cuadro 2. Evolución del índice de cobertura de demanda en un escenario que contempla la baja de parte de las centrales de carbón y la baja de las centrales de fuel, y el alta del régimen especial incluido en los preregistros actuales.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total potencia disponible R.Ordinario y R.Especial (MW)	56.602	56.686	56.462	56.271	55.788	55.111
Demanda de potencia prevista por el Operador del Sistema (MW)	44.000	45.320	46.640	47.960	49.280	50.600
Índice de cobertura - Invierno						
Escenario actual según REE	1,29	1,25	1,21	1,17	1,13	1,09

Fuente: CNE

Nota: Se ha considerado la baja prevista de las centrales de carbón acogidas a las 20.000 h de funcionamiento, y la baja progresiva de las centrales de fuel. La potencia del resto de las centrales de régimen ordinario permanece constante desde 2011. En la previsión de la potencia disponible del régimen especial se ha tomado la referencia del operador del sistema, 0% de potencia instalada de fotovoltaica, 50% biomasa y biogás, 7% eólica, 50% residuos y el 70% cogeneración.

II. MEDIDAS RELACIONADAS CON LA REGULACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO DIARIO E INTRADIARIO

1. Medidas necesarias para permitir el acoplamiento del MIBEL con el mercado noroeste europeo.

Tipo de actuación: Modificación del Real Decreto 2019/1997, Reglas del mercado y Procedimientos de Operación

El 4 de febrero de 2011, los Jefes de Estado y de Gobierno de la Unión Europea acordaron que el mercado interior de la electricidad comenzase a funcionar antes de 2014, conforme a los principios y objetivos del llamado “*tercer paquete*”.

El Consejo de Reguladores del Mercado Ibérico de Electricidad del día 28 de noviembre de 2011 refrendó su compromiso de llevar a cabo las actuaciones precisas a fin de que el MIBEL esté en disposición de acoplarse con los mercados de la región Noroeste de Europa (North-West Europe, NWE, que agrupa los mercados de Francia,

¹¹ El día 9 de febrero, coincidiendo con la ola de frío en toda Europa, el precio en el mercado francés ha alcanzado un precio en la hora punta de 1.938,5 €/MWh, ante un reducido margen de reserva.

Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia) antes de fin de 2012.

Entre dichas actuaciones cabe destacar las conducentes a retrasar en dos horas el cierre del mercado diario –hasta las 12:00 CET–, en sincronía con la hora de cierre de los mercados citados; esto conlleva readaptar el horario de los mercados subsiguientes (intradía, servicios de sistema) y de los procesos de programación y nominación.

Se han identificado asimismo contenidos y plazos para las modificaciones normativas requeridas en consecuencia en Portugal y España, de modo se finalice el proceso en junio de 2012¹².

Además, la implantación en el MIBEL del algoritmo de casación único que soportará el futuro acoplamiento de mercados, común a todos los mercados participantes, está prevista para el segundo semestre de 2012, en paralelo con su adopción en la región NWE¹³.

En relación con la consecución de un mercado único, cabe recordar que la limitación que tienen actualmente los operadores dominantes¹⁴ del sector eléctrico, de realizar importaciones desde otros países al MIBEL (Real Decreto ley 5/2005, Artículo vigésimo segundo), perderá su sentido cuando se establezca el *market coupling* con NWE, ya que no existirán agentes importadores, sino que el flujo de la interconexión resultará del resultado de la casación.

En cualquier caso, esta situación se daría en un momento en que la concentración horizontal del mercado de generación eléctrica en el MIBEL se situaría en un nivel moderado, e inferior al de muchos otros países europeos, distinto al escenario energético que existía cuando se introdujo esta limitación.

2. Gestión a plazo de la interconexión entre España y Portugal y entre España y

¹² En la actualidad, esta Comisión está analizando las propuestas de Procedimientos de Operación y de Modificación de las Reglas de Funcionamiento del mercado diario y de los mercados intradiarios, remitidas por el Secretario de Estado de Energía a esta Comisión para informe, donde entre otras modificaciones se incorporan las necesarias para cambiar la hora de cierre del mercado diario a las 12h, como paso necesario para el acoplamiento de la península con NWE.

¹³ Las modificaciones necesarias para contemplar los nuevos horarios del proceso de programación de la generación, que serán de aplicación una vez se establezca oficialmente como nueva hora de cierre del Mercado Diario MIBEL las 12:00 horas CET, han sido incluidas en los Procedimientos de Operación remitidos al Minetur por el Operador del Sistema en enero de 2012.

¹⁴ Con una cuota en el mercado de al menos el 10%.

Francia.

Tipo de actuación: Real Decreto 2019/1997, Reglas del mercado y Procedimientos de Operación.

En relación a la gestión a plazo de las interconexiones, se señala que, en el ámbito de la Unión Europea (UE), y dentro de las iniciativas regionales de ACER, se está llevando a cabo un proceso para la armonización de los mecanismos de gestión a plazo de las interconexiones con el objetivo de establecer unas reglas comunes de asignación y nominación de la capacidad de interconexión, armonizar las plataformas de asignación de dicha capacidad, así como analizar la posible implantación de productos financieros (*“Financial Transmission Rights”*¹⁵, FTR).

Se considera que el desarrollo armonizado a nivel europeo de mecanismos de gestión a plazo de las interconexiones tiene efectos beneficiosos sobre el desarrollo de la liquidez y profundidad de los mercados, permitiendo una formación eficiente de los precios en cada uno de los mercados europeos. En este sentido, se considera oportuno analizar, en el marco de los trabajos que vienen desarrollando los reguladores europeos, la posibilidad de utilizar la plataforma CASC.EU, al objeto de que la definición de productos, reglas, plataforma de negociación sea común¹⁶ al resto de mercados europeos en aras de un eficiente desarrollo de mercados y de un eficiente proceso de formación de precios. La gestión a plazo de la interconexión entre España y Francia, también se enmarca en los trabajos que se están desarrollando dentro de las iniciativas regionales de ACER, tal y como se ha señalado anteriormente.

Finalmente, procede señalar que la CNE, en la actualidad, no tiene atribuidas las funciones regulatorias de aprobación de metodologías de asignación de capacidad y gestión de congestiones transfronterizas, aspecto que fue puesto de manifiesto en el “Informe sobre las implicaciones derivadas de la aprobación de la nueva normativa comunitaria en materia de energía y medioambiente” de la CNE, de 10 de julio de 2010, solicitándose la revisión de dicha situación. El decaído anteproyecto de Ley por la que se modifica la Ley 54/1997 del sector eléctrico, sobre el que informó esta Comisión con fecha 3 de junio de 2011, atribuye a la CNE nuevas funciones en relación con cuestiones transfronterizas. La atribución de dichas facultades permite eliminar asimetrías con los reguladores de los países de nuestro entorno, lo que permitiría desarrollar de una manera más rápida y eficiente el proceso de armonización de las metodologías de asignación de capacidad y gestión de

¹⁵ En relación a este último punto, debe tenerse en cuenta que los trabajos desarrollados en la UE (tanto por la Comisión Europea y el Consejo de Reguladores Energéticos Europeos - CEER- como por ENTSO-E) muestran su preferencia por el uso de productos financieros para la gestión a plazo de la interconexión y la cobertura del riesgo por diferencias de precios entre los distintos mercados (nodos de interconexión) eléctricos europeos.

En este contexto, y en relación a la gestión a plazo de la interconexión España-Portugal, el Comité de Presidentes del MIBEL confirmó su preferencia por el uso de productos financieros, en particular de tipo opción, en línea con el informe del CR MIBEL, “Mecanismo conjunto de gestión a plazo de la interconexión España-Portugal”, de mayo de 2010, remitido a los respectivos Gobiernos. Asimismo, el CR MIBEL valoró positivamente la posibilidad de subastar los productos financieros para la gestión a plazo de la interconexión en una plataforma armonizada a nivel europeo.

¹⁶ En este sentido los operadores de los sistemas portugués y español han iniciado los contactos con dicha plataforma.

congestiones, lo que redundará a su vez en la liquidez de los mercados y en el eficiente proceso de formación de precios.

3. Revisión del diseño del mercado intradiario.

3.1. Compatibilidad entre el mercado intradiario continuo en la frontera francesa y las sesiones del mercado intradiario del MIBEL (subastas).

Tipo de actuación: Real Decreto 2019/1997, Reglas del mercado y Procedimientos de Operación.

En la mayor parte de los países europeos que cuentan con un mercado para resolver los desajustes que puedan aparecer entre la demanda y la generación tras la casación del mercado diario, éste es de tipo *continuo*, mientras que en el MIBEL se aplican mecanismos de *subasta*, en seis sesiones sucesivas, para resolver estos desajustes. Por otra parte, debe tenerse presente que el volumen y la liquidez del mercado intradiario del MIBEL es significativamente superior al que presentan los mercados comparables de otros países europeos. Además, las subastas intradiarias presentan una mayor transparencia para la supervisión y una mayor neutralidad para los agentes.

Por ello, se considera prudente el mantenimiento en el MIBEL del mecanismo actual de subastas para el mercado intradiario, pues este diseño ha respondido adecuadamente a las necesidades de ajuste de los programas de los sujetos del mercado en condiciones competitivas y ha permitido de forma transparente la supervisión de dichos ajustes, en una situación de neutralidad.

Asimismo, dicho mercado basado en subastas se compaginaría con un mercado continuo en la frontera con Francia *first-come-first-served*, que es conforme con la Directriz Marco de asignación de capacidad y gestión de congestiones.

3.2. Incremento del número de mercados intradiarios.

Tipo de actuación: Real Decreto 2019/1997, Reglas del Mercado y Procedimientos de Operación.

La mayor parte del diseño actual del mercado de electricidad responde al contexto energético que existía en 1998, año en el que las energías renovables cubrían el 3% de la demanda (sin considerar a la gran hidráulica), mientras que hoy en día representan el 23%. Este nuevo escenario, hace que sea necesario incrementar las herramientas disponibles para el ajuste de los programas de las energías renovables no gestionables, más cerca del tiempo real, con el fin de reducir sus errores y disminuir en lo posible el coste de los servicios de ajuste imputables al consumidor. En la medida en que estos programas puedan ser más fiables, la necesidad del operador del sistema de programar reserva de potencia y banda de regulación secundaria será menor, disminuyendo el coste para el consumidor. Para ello, se considera necesario incrementar el número de sesiones de mercado intradiario existentes tras el mercado diario, con el fin de que las energías renovables puedan modificar sus programas con una mayor cercanía al tiempo real, y por tanto, con una mayor información sobre la

disponibilidad de los recursos naturales.

En este sentido existe un acuerdo técnico entre el operador del mercado y el del sistema español sobre las actuaciones que se deberían llevar a cabo para pasar de las seis actuales a ocho sesiones del mercado intradiario. No obstante, para poner en marcha esta medida, faltaría que se sumase a dicho acuerdo el operador del sistema portugués.

4. Supresión de determinadas ofertas complejas.

Tipo de actuación: Modificación de las Reglas del Mercado.

La posibilidad de introducir ofertas complejas en las ofertas al mercado 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 ello cabría plantear la posibilidad de suprimir algunas de las condiciones complejas, en particular las de indivisibilidad y gradiente de carga (mínimo técnico y rampas).

5. Medidas para evitar arbitrajes entre segmentos del mercado por representantes de renovables.

Tipo de actuación: Modificación del Real Decreto 661/2007, del Real Decreto 2019/1997, Reglas del mercado y Procedimientos de Operación.

En la actualidad, algunos titulares de instalaciones de régimen especial y de importación arbitran entre el mercado diario y el intradiario, al ser el precio del mercado intradiario, en sus primeras sesiones, ligeramente inferior al del diario. Esta situación provoca la necesidad de una mayor programación de servicios de ajuste por tratarse de ofertas basadas en tecnologías no gestionables. En concreto, se ha estimado que su actuación pudo suponer una necesidad de reserva adicional valorada en 90 M€ en 2010 y 46 M€ en 2011¹⁷.

¹⁷ Si bien el volumen de arbitrajes del régimen especial y de las importaciones ha sido significativamente mayor en 2011 que en 2010, las reservas necesarias fueron reducidas, motivado por la entrada del mecanismo de restricciones por garantía de suministro, al encontrarse varias centrales programadas por debajo de su plena carga, al ser retiradas para que entrara el carbón nacional. Por este motivo, la estimación del coste resulta inferior en 2011.

También se producen arbitrajes entre el mercado diario y la fase II (reequilibrio generación-demanda) de restricciones técnicas, así como en los intercambios con Francia.

Para ello, se proponen bien algunas medidas para eliminar las fricciones que suponen que estas diferencias de precios no desaparezcan a través de las propias operaciones de arbitraje de los agentes o bien directamente medidas para desincentivar los arbitrajes, como la propuesta de convergencia con Europa en la hora de cierre del mercado y el no permitir la participación en determinados segmentos del mercado a las unidades de importación sin derechos cuando exista un mecanismo coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Una solución para evitar el arbitraje posible sería aplicar un coste adicional a todos aquellos agentes de régimen ordinario y especial que presenten un saldo de energía elevado en los mercados intradiarios, en términos netos anuales. Esta penalización estaría justificada por las necesidades sistemáticas de reserva de potencia adicional que pudiera haber causado las previsiones poco ajustadas al mercado diario. Se considera que un umbral adecuado para determinar si una participación es elevada o no, pudiera ser un 10% sobre su programación final, dado que los agentes que actualmente utilizan el mercado intradiario como un mecanismo de ajuste, presentan porcentajes inferiores. El coste adicional podría calcularse como el precio del desvío multiplicado por el volumen de energía anual neto de participación en el mercado intradiario que superase el umbral fijado.

En esta misma línea, cabría plantearse otro mecanismo alternativo para desincentivar los arbitrajes, que consistiría en repartir el coste de la propuesta de mecanismo de reserva adicional en función de las diferencias entre el Programa Base de Funcionamiento y las medidas reales de cada agente.

6. Análisis sobre la problemática de las restricciones técnicas zonales y su posible solución en el ámbito del sector eléctrico y no de competencia.

Tipo de actuación: Ley o Real Decreto, Reglas del mercado y Procedimientos de Operación.

Ante la decisión de la CNC de archivar el expediente sancionador en el que se investigaron las posibles prácticas anticompetitivas de las empresas eléctricas en el proceso de restricciones técnicas en el periodo 2004- 2008, resulta necesario plantear un nuevo enfoque de actuación por parte de la CNE para analizar estas prácticas y en su caso, sancionar, los comportamientos de los agentes. Este nuevo enfoque tiene la limitación de que con la actual redacción de la Ley del Sector Eléctrico resulta difícil el encaje de dichos comportamientos en alguna de las infracciones previstas en la misma. Además, se añade la problemática de la falta de un desarrollo completo de los pagos por capacidad, que puede hacer que determinadas instalaciones no tengan oportunidad de recuperar la totalidad de sus costes y que por otra parte, no se les permita cerrar por cuestiones de seguridad.

Por todo ello, se considera necesario, por una parte, plantear un nuevo enfoque para el tratamiento del comportamiento de los agentes en restricciones técnicas, bien adaptando los artículos de la Ley relacionados con los tipos infractores-sancionadores correspondientes, analizando los posibles comportamientos que pudieran suponer una

manipulación de mercado en el marco del Reglamento (UE) nº 1227/2011 sobre integridad y transparencia del mercado mayorista de energía, o bien estableciendo un mecanismo para la participación en restricciones técnicas cuando sean de tipo zonal que evite la posibilidad de obtención de rentas elevadas, y por otra, analizar la posibilidad de reducir dichas restricciones zonales, en especial en aquellos casos que éstas se consideren estructurales.

Bajo este último objetivo, se propone que el Operador del Sistema identifique mediante un análisis coste-beneficio en el Documento de Planificación qué restricciones pueden considerarse estructurales y cuáles son los desarrollos de red de transporte y distribución necesarios para reducir dichas restricciones, para que se les de prioridad en la Planificación del transporte y en el desarrollo de la red de distribución.

En relación con el establecimiento de un mecanismo que evite la obtención de rentas elevadas en el proceso de restricciones técnicas, se plantean dos posibilidades:

- El establecimiento de una retribución regulada, para aquellas situaciones con un escaso nivel de competencia¹⁸.
- Referenciar la retribución de las restricciones zonales con el precio marginal que resulte del mecanismo de reserva de potencia adicional, mecanismo donde ha de existir un nivel de competencia significativo. Por ejemplo, cabría fijar su retribución como el precio de la propuesta de mecanismo de reserva de potencia adicional más el precio medio del mercado diario. Adicionalmente, con el fin de que existiese una mayor competencia en el proceso de reserva, cabría plantear la posibilidad de resolver primero este proceso, y posteriormente, resolver el proceso de restricciones zonales, programando aquellas instalaciones necesarias que no hubieran sido despachadas anteriormente.

III. MEDIDAS RELACIONADAS CON LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

1. Revisión de la regulación secundaria e implantación de perímetros de equilibrio.

Tipo de actuación: Real Decreto y Procedimientos de operación.

La regulación secundaria se realiza mediante la agrupación de unidades de generación en lo que se denomina zona de regulación. En estas zonas existen unidades que son capaces de proveer el servicio de banda de potencia de regulación (pudiendo aportar la potencia en un tiempo máximo de 100 segundos), y otras unidades que no son capaces de proveerlo. Al mismo tiempo, actualmente, las zonas de regulación constituyen perímetros de equilibrio que permiten a las unidades que las componen la compensación de los desvíos en los que incurren, evitando pagar el coste de los desvíos individuales.

¹⁸ *Propuesta de retribución regulada para el mecanismo de resolución de restricciones técnicas del sistema eléctrico* (aprobado por el Consejo de Administración de 15 de abril de 2010)

Por transparencia, seguridad y equidad con los demás sujetos del sistema, se propone separar la capacidad de provisión del servicio de regulación secundaria de las zonas de regulación, de la capacidad de neteo a efectos del cálculo del coste de los desvíos (perímetros de equilibrio). En este sentido, 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 separarían los perímetros de equilibrio de las zonas 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.

También resulta necesario analizar el mecanismo actual de asignación y retribución de banda secundaria, con el fin de poder detectar posibles mejoras en eficiencia del mismo que permitiesen una mejor adaptación al contexto energético actual y un menor coste para el consumidor.

Se trata de una actuación no inmediata, sino de medio plazo, que pretende conciliar el mantenimiento de la seguridad del sistema con la reducción del coste de este servicio.

2. Mercado de reserva de potencia adicional.

Tipo de actuación: Procedimiento de Operación mediante Resolución de la SEE

En los últimos años, el importante incremento de la producción de origen renovable, está aumentando y potenciando las situaciones de falta de reserva de potencia en el sistema, como consecuencia de las diferencias entre las previsiones de producción y la energía que finalmente se produce. En este contexto, resulta necesario introducir un mecanismo de mercado específico para gestionar estas necesidades, tal y como Red Eléctrica de España propuso en septiembre de 2009 a través nuevo Procedimiento de Operación para la Contratación y Gestión de Reserva de Potencia Adicional en el Sistema (P.O.3.9) y la CNE informó aportando determinadas mejoras al mismo (Informe 7/2010, de 20 de mayo).

Se trata de un mecanismo de mercado para la contratación y gestión de la reserva de potencia adicional a subir y a bajar en el sistema que, por una parte garantice la disponibilidad de las reservas de potencia requeridas, y por otra parte, permita distinguir entre las programaciones requeridas para la resolución de restricciones técnicas zonales o locales, y las asociadas a una situación global de insuficiente reserva de potencia.

Este mecanismo conlleva prever y cuantificar la necesidad de disponer de reserva de potencia adicional a subir y asignar la reserva de potencia a bajar requerida, una vez se confirme su necesidad. Para lo primero, se contempla un mercado específico para la contratación de la reserva adicional de potencia a subir requerida. Para lo segundo, se establece la posibilidad de que los agentes puedan ofertar precios inferiores a cero en las ofertas de gestión de desvíos y de regulación terciaria a bajar, de tal forma que se incentive las inversiones necesarias en las centrales para que puedan adoptar un funcionamiento por debajo del mínimo técnico (super-mínimo técnico) y el funcionamiento en isla sobre servicios auxiliares.

El coste del servicio, podría ser imputado proporcionalmente a los desvíos en que se incurran, entre el programa final y la generación real, o en su caso, en función de las diferencias existentes entre el Programa Base de Funcionamiento y la medida real.

3. Regulación del descuadre en el cierre de la energía en el mercado.

Tipo de actuación: Procedimiento de Operación mediante Resolución de la SEE .

Desde el 1 de julio de 2009, se requiere un alto volumen de servicios de ajuste debido, principalmente, a que la demanda programada por los sujetos del mercado tras las diferentes sesiones del mercado intradiario resulta diferente a la demanda final. Esta situación viene motivada por el hecho de que, desde esa fecha, los distribuidores ya no son responsables del cierre de energía. El cierre de energía es la diferencia entre la producción real y la demanda resultante de aplicar los coeficientes de pérdidas y perfiles estándares. Sobre la problemática del cierre de la energía, fue remitida una propuesta regulatoria por parte de esta Comisión al Ministerio, con el fin de adaptar dichos coeficientes de pérdidas y perfiles a la situación real y, además, conseguir que la energía de cierre sea programada en el mercado diario y no mediante otros procesos más cercanos al tiempo real que tienen un mayor coste (regulación terciaria y en gestión de desvíos). A finales de 2011, fue remitida por el Ministerio una propuesta de real decreto que recogía las bases de esta regulación¹⁹. El sobrecoste del cierre está representando un incremento del coste de la energía para la demanda de unos 100 M€ anuales. Desde julio de 2009, las 2/3 partes de la energía de regulación y gestión de desvíos a subir se programó para resolver el cierre de energía del mercado a bajar.

4. Mecanismo de imputación del coste de los desvíos.

Tipo de actuación: Procedimiento de Operación mediante Resolución de la SEE

Ante la importante presencia que tienen las energías renovables en el mercado eléctrico, resulta necesario dar una mayor firmeza a los programas de estas energías, con el fin de que el operador de sistema pueda minimizar la reserva de potencia, y por lo tanto, reducir el coste para el consumidor. Para ello se considera necesario que el coste de los desvíos de un agente no dependa del sentido del mismo (actualmente si este sentido coincide con el del sistema no se imputa coste), sino de su valor absoluto.

La situación actual 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 interesa negociar en el mercado intradiario a los agentes que se vayan a desviar a favor y en contra del desvío 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

¹⁹ Proyecto de Real Decreto por el que se revisa el Real Decreto 1955/2000. Esta Real Decreto se encuentra todavía en tramitación.

esperado de las energías de ajuste del sistema fuese a bajar.

Se considera que el actual sistema de imputación del coste del desvío no incentiva suficientemente a las tecnologías no gestionables 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 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 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.

5. Implantación de servicios de balance transfronterizos o internos.

Tipo de actuación: Real Decreto 2019/1997 y Procedimientos de operación

Se considera necesaria la implantación de un mercado transfronterizo de servicios de balance entre los operadores del sistema correspondientes, con el fin de permitir la mayor integración de energías renovables y el aprovechamiento de los recursos de balance disponibles en cada mercado, de la forma más eficiente posible. Los operadores de los sistemas de España, Portugal y Francia han alcanzado acuerdos en este sentido. 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.

6. Introducción progresiva de incentivos/penalizaciones a la operación del sistema.

Tipo de actuación: Real Decreto y Procedimiento de Operación

En la actualidad existen una serie de servicios de ajuste cuya programación es decidida por el Operador del Sistema con el fin de mantener la seguridad del sistema, con un cierto grado de “subjetividad” y que pudieran reducirse, introduciendo criterios de minimización de costes en la regulación (Procedimientos de Operación u otros), aunque manteniendo siempre un nivel de seguridad adecuado. Tal es el caso, por ejemplo, de la programación de restricciones técnicas por insuficiente reserva de capacidad, cuya estimación por parte del Operador del Sistema podría ser menos conservadora.

Adicionalmente, cabría reducir la necesidad de programación para la resolución de restricciones zonales tanto en la red de transporte como de distribución, siempre que se priorizaran las inversiones necesarias en infraestructuras, que evitaran dichas restricciones, dentro del marco de la actividad de la Planificación.

En línea con lo anterior la retribución de la actividad del Operador del Sistema podría incluir un esquema de incentivos (o penalizaciones) a la mejora (o el deterioro) en la eficiencia, tanto en la operación propiamente dicha —costes externos— como en la

gestión interna del Operador del Sistema—costes internos—, manteniendo en todo caso la calidad y la seguridad en la operación.

Dichos incentivos/penalizaciones serían neutros para el operador del sistema cuando su actuación se ajustara a unos criterios definidos de coste máximo de los servicios de ajuste y de seguridad mínima del sistema. En la medida en que se apartara de ellos, tanto en sentido positivo como el negativo, se determinaría una mayor o menor retribución dentro de sendos límites superior e inferior (cap & floor).

De la misma forma y con los mismos criterios, se deberían introducir incentivos/penalizaciones al operador del sistema por su actuación en la gestión de los despachos de los sistemas insulares y extrapeninsulares (SEIE), en línea con lo previsto en el artículo 4 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo.

En el caso de los SEIE, la CNE considera que tanto los objetivos de eficiencia energética (consumo específico global), y calidad de suministro (equivalente al TIEPI de generación) podrían definirse como objetivos.

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 para determinar los valores reales de los parámetros técnicos de funcionamiento de los grupos.
- 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 equivalente atribuible a la generación.

IV. MEDIDAS PARA MEJORAR LA CAPACIDAD DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

Las propuestas de medidas contenidas en este apartado tienen por objeto mejorar la capacidad efectiva de supervisión de la CNE del mercado mayorista de electricidad. Debe notarse en primer lugar que el mercado mayorista de energía eléctrica, es un conjunto de mercados que incluye el mercado diario los mercados intradiarios (mercados organizados), los mercados de servicios de ajuste, la contratación bilateral física así como los mercados a plazo no organizados (OTC), y mercado a plazo organizados (mercado de futuros). Cada uno de estos mercados tiene sus particularidades y la evolución del volumen de negociación en cada uno de ellos ha ido variando, destacando el incremento del volumen de negociación en el mercado a plazo no organizado en los últimos años.

Para que la capacidad de supervisión sea efectiva, debe dotarse al supervisor tanto de una mayor capacidad para obtener y solicitar información a los agentes como de capacidad para corregir aquellas actuaciones que vayan en contra de la competencia en el mercado o afecten al proceso de formación de precios, como por ejemplo, actuaciones que supongan potenciales barreras a la entrada, que puedan afectar a la

transparencia y la simetría de información entre agentes, que supongan comportamientos no competitivos o comportamientos que puedan considerarse manipulación de mercado o uso de información privilegiada.

Las medidas propuestas suponen en esencia, que la CNE disponga de las potestades que la normativa europea establece como necesarias para que el regulador sectorial pueda realizar sus funciones con las herramientas y capacidades suficientes.

1. Atribución explícita a la CNE de la competencia atribuida a las autoridades reguladoras en el artículo 41.4.b) de la Directiva 2009/73/CE.

Tal y como se señalaba en el informe²⁰ de la CNE sobre el decaído anteproyecto de Ley de transposición de la Directiva 2009/72/CE, dicho Anteproyecto no incluía explícitamente la atribución a la CNE de la capacidad de efectuar investigaciones sobre el funcionamiento de los mercados eléctricos y decidir e imponer cualquier medida necesaria y proporcionada para promover la competencia efectiva y asegurar el adecuado funcionamiento del mercado.

En este mismo sentido, y tal y como se señalaba anteriormente, para una efectiva supervisión es necesario disponer de información con respecto a las transacciones realizadas por los agentes, por lo que en línea con lo indicado en el informe del anteproyecto es necesario incluir entre las obligaciones de los comercializadores que mantengan a disposición de la CNE, durante al menos cinco años, datos de las transacciones realizadas sobre contratos de suministro de electricidad y derivados relacionados.

En este sentido y 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 recomendaciones 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 intra-grupo 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. A este respecto cabe señalar la posibilidad de realizar requerimientos en relación con los aprovisionamientos de electricidad en el mercado mayorista basados en contratos bilaterales intra-grupo, tal y como se indicó en la propuesta realizada por el Consejo de Reguladores del MIBEL²¹. Es también importante para incrementar la transparencia del mercado dar publicidad de forma agregada a los precios de los contratos bilaterales físicos.

En este sentido, el desarrollo de la contratación a plazo de energía eléctrica de contratos con vencimientos superiores al año también es un elemento relevante que puede favorecer el desarrollo de la competencia en el sector minorista.

²⁰ “Informe 19/2011 de la CNE sobre el Anteproyecto de Ley por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos”, aprobado por el Consejo de la CNE en sesión de 3 de junio de 2011.

²¹ Véase el documento “Puntos de reflexión y recomendaciones sobre la organización y el modelo de funcionamiento del MIBEL” de abril 2010.

2. Mejora de la capacidad de supervisión de los mercados, especialmente no organizados, por parte de la CNE. Adaptación del Reglamento (UE) 1227/2011 sobre la integridad y transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).

El desarrollo del mercado mayorista de energía eléctrica en los últimos años, y especialmente el desarrollo del mercado a plazo no organizado (mercado OTC), junto con la reciente aprobación del Reglamento (UE) 1227/2011 ponen de manifiesto la necesidad de mejorar la capacidad de supervisión de la CNE. Dicha capacidad de supervisión deberá desarrollarse de forma coordinada con el regulador financiero, y en su caso con la autoridad de competencia, así como con otros reguladores sectoriales europeos y ACER, en línea con lo señalado por las Directivas europeas y el propio Reglamento (UE) 1227/2011.

La mejora en la capacidad de supervisión, supone en particular el desarrollo de procedimientos de obtención de información completa sobre las transacciones realizadas en el mercado OTC, y establecer claramente la capacidad sancionadora de los reguladores energéticos en relación con las conductas de los agentes en los mercados, como indica REMIT. En particular, el regulador energético debe tener capacidad de coordinación efectiva con el regulador financiero al objeto de evitar posibles abusos de mercado (manipulación de mercado o uso de información privilegiada), así como de identificar posibles barreras al desarrollo de la liquidez del mercado a plazo (implicaciones sobre el desarrollo de la comercialización por parte de nuevos agentes).

En este sentido, cabe recordar que REMIT establece una serie de obligaciones sobre el propio regulador sectorial, como por ejemplo, la cooperación a nivel regional, entre reguladores sectoriales y con ACER, en la monitorización de los mercados mayoristas de energía o el deber de garantizar el cumplimiento de las prohibiciones de operaciones con información privilegiada y de manipulación del mercado, de la obligación de publicar la información privilegiada. Para el cumplimiento de estas obligaciones REMIT establece que cada Estado miembro debe garantizar que su regulador sectorial dispone de poderes de investigación y ejecución necesarios para ello.