



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 27/2011 DE LA CNE SOBRE
EL PROYECTO DE REAL DECRETO
POR EL QUE SE ESTABLECEN LAS
MODIFICACIONES DE LA
REGULACIÓN DEL SECTOR
ELÉCTRICO NECESARIAS PARA
RECOGER LOS EFECTOS SOBRE LA
GESTIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA
DEL SISTEMA ELÉCTRICO
DERIVADOS DE LA ENTRADA EN
FUNCIONAMIENTO DEL ENLACE
ELÉCTRICO SUBMARINO EN
CORRIENTE CONTINUA ENTRE EL
SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR
Y EL SISTEMA ELÉCTRICO BALEAR**

22 de septiembre de 2011

INFORME 27/2011 DE LA CNE SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECEN LAS MODIFICACIONES DE LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO NECESARIAS PARA RECOGER LOS EFECTOS SOBRE LA GESTIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DERIVADOS DE LA ENTRADA EN FUNCIONAMIENTO DEL ENLACE ELÉCTRICO SUBMARINO EN CORRIENTE CONTINUA ENTRE EL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR Y EL SISTEMA ELÉCTRICO BALEAR

De conformidad con la Disposición adicional undécima, apartado tercero, 1, función segunda de la ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y con el artículo 5.2 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 22 de septiembre de 2011 ha acordado emitir el siguiente informe:

1 OBJETO

El presente documento tiene por objeto informar preceptivamente el *“Proyecto de Real Decreto por el que se establecen las modificaciones de la regulación del sector eléctrico necesarias para recoger los efectos sobre la gestión técnica y económica del sistema eléctrico derivados de la entrada en funcionamiento del enlace eléctrico submarino en corriente continua entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear”*, que ha sido remitida a la CNE por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

2 ANTECEDENTES

Con fecha de entrada en el registro de la CNE de 1 de agosto de 2011, se ha recibido el Proyecto de Real Decreto citado en el objeto de este informe (en adelante, el Proyecto), remitido por el Secretario de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para informe preceptivo de la CNE.

El 10 de agosto, la CNE remitió a los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad el mencionado proyecto al objeto de permitirles formular las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de veinte días.

Se han recibido comentarios de las Comunidades Autónomas de Madrid, Baleares y Murcia. Asimismo, han presentado observaciones las siguientes empresas o asociaciones: Unesa, Gas Natural, Endesa, Hidrocantábrico, Iberdrola, EON, OMIE, Red Eléctrica de España, APPA, ACIE y AEGE. Se presenta un resumen de dichos comentarios y observaciones en el anexo II de este informe.

3 RESUMEN Y CONCLUSIONES

En cumplimiento de lo establecido en la planificación de los sectores de gas y electricidad para el período 2008-2016, Red Eléctrica de España, S.A. ha llevado a cabo el proyecto de construcción del enlace eléctrico, que finalmente se ha concretado en una línea submarina en corriente continua, tecnología HVDC (± 250 kV), entre la isla de Mallorca y la península.

De acuerdo con las estimaciones del Operador del Sistema, con la puesta en marcha de este cable es posible suministrar el 20% de la demanda anual del subsistema Mallorca-Menorca con energía peninsular, reduciendo la producción del régimen ordinario de dicho subsistema, que generalmente tiene unos costes muy superiores a los precios del mercado peninsular. Asimismo, la puesta en servicio de este enlace supone que el subsistema Mallorca-Menorca mejorará su garantía de suministro al dejar de estar aislado del sistema eléctrico peninsular. Todo ello, considerando una capacidad comercial máxima del cable de 160-200 MW.

El Proyecto de Real Decreto que se informa propone un sistema para la gestión técnica y económica del enlace que permite la incorporación parcial de ese subsistema en el mercado eléctrico peninsular del MIBEL.

Esta Comisión interpreta que el objetivo de la propuesta es realizar una gestión de la interconexión mediante la presentación de una oferta instrumental de compra de energía

en el mercado por parte de los comercializadores y consumidores directos del subsistema Mallorca-Menorca, valorada al coste variable regulado de las unidades de generación más caras del mismo. Adicionalmente, los mismos agentes deben presentar ofertas de venta, valoradas en este caso, al coste variable del parque generador no necesario para satisfacer la demanda del subsistema sin interconexión, considerando la reserva adecuada. Transitoriamente, las ofertas de compra y venta serán realizadas por los comercializadores de último recurso (CUR) que estén suministrando electricidad en Mallorca –Menorca, siempre que la suma de sus demandas sea superior a la capacidad del cable.

Si bien el Proyecto no incorpora ninguna valoración económica, de acuerdo con las estimaciones realizadas por esta Comisión, el flujo de la interconexión será, con carácter general, de venta de energía desde la península a las islas, y el ahorro que supondrá la puesta en marcha del cable para el coste de generación del subsistema Mallorca – Menorca, se situará en el entorno de unos 50 Millones de € anuales -teniendo en cuenta el escenario de precios de 2011 y una reconversión completa de las centrales de ciclo combinado a gas -, lo que representa un 14% del coste del subsistema.

La Comisión Nacional de Energía informa el mencionado Proyecto de Real Decreto realizando las siguientes consideraciones:

1.- La integración completa del sistema eléctrico de Baleares en el Mibel es un objetivo a medio plazo.

Tanto la Directiva 96/92/CE como las posteriores de 2003 y 2009, recogen la posibilidad de solicitar excepciones a la aplicación de alguna parte de esas directivas para las llamadas “*pequeñas redes aisladas*”, no recogen, por el contrario, ninguna consideración específica para el modelo de funcionamiento de su despacho de generación. Sin perjuicio de ello, esta Comisión considera que no deberían olvidarse los principios de competencia introducidos en la Ley 54/97, por lo que debería aprovecharse esta nueva situación en la que gracias a la interconexión, este subsistema dejará de ser un sistema aislado, e impulsar la introducción de mecanismos competitivos en las islas. En este sentido, cabría citar las propuestas realizadas por esta Comisión en el informe 7/2003

para la introducción de competencia en las islas (contratación bilateral, subastas de capacidad o despacho de costes variables auditados, como los existentes en los países de Centro América –aislados en aquel momento- o en el sistema eléctrico de la Patagonia Argentina).

La Comisión coincide con lo expresado en la exposición de motivos del Proyecto de Real Decreto en cuanto a que las singularidades de la estructura del parque generador del sistema eléctrico balear, unido al hecho de que el valor máximo de energía a través del enlace eléctrico representa el 20% de la demanda máxima del subsistema eléctrico Mallorca-Menorca, configuran actualmente un escenario inapropiado para la plena integración a corto plazo de este sistema eléctrico en el MIBEL. Sin embargo, la integración del sistema eléctrico de Baleares en el Mibel debe ser un objetivo a medio plazo.

La Comisión ha evaluado que con la capacidad comercial actual del enlace, determinada por REE, la integración completa en el MIBEL de la demanda de Mallorca-Menorca ocasionaría sobrecostes netos¹ a corto plazo. Para que se maximicen los beneficios, se debe incrementar la capacidad de la interconexión península-baleares. Una primera posibilidad sería plantear la construcción de un segundo enlace. No obstante lo anterior, dado su coste de inversión, una opción previa, sería tratar de maximizar la capacidad comercial actual del enlace, para a continuación determinar, si se producen beneficios netos, una mayor integración en el MIBEL la demanda del subsistema Mallorca-Menorca.

Para ello, es necesario abordar con urgencia por parte del Operador del Sistema un estudio técnico-económico cuyo objetivo sea determinar el valor máximo de la capacidad del enlace que fuera compatible con el manteniendo la seguridad del suministro, según

¹ Se produce un ahorro de costes variables por las centrales de baleares que dejan de funcionar, y un incremento de costes derivados de los costes de inversión del enlace y del incremento de la demanda en el MIBEL.

los criterios establecidos en el Real Decreto 1747/2003, y con el mínimo coste global, aún a costa de incrementar la reserva de potencia rodante establecida en la regulación vigente. Una vez determinada la capacidad máxima, se tendría que abordar, también con carácter de urgencia por parte del Operador del Mercado, un estudio que evalúe el impacto que tendría en el precio del MIBEL tanto la integración de dicha capacidad máxima como la integración de la demanda del subsistema Mallorca-Menorca.

2.- No es conveniente incorporar en el MIBEL las ofertas de venta de los comercializadores y consumidores directos de baleares:

Si bien la adquisición de energía en el MIBEL por parte de los comercializadores y consumidores directos en Baleares incrementará la demanda en dicho mercado, esta Comisión considera que el impacto en el precio no será significativo teniendo en cuenta la reducida capacidad del cable, si se compara con la demanda del MIBEL. Sin embargo, desde el punto de vista de la venta de energía por parte de estos agentes en el MIBEL, en el caso de que una vez satisfecha la demanda del subsistema resultase un excedente de potencia en el mismo, se introduce una cierta competencia, de forma indirecta, entre las centrales de la península y las de las islas. Sin embargo todo ello se sustenta en ofertas basadas en costes variables regulados, que se enfrenta a ofertas libres basadas en costes de oportunidad, lo que puede afectar negativamente al funcionamiento del mercado. Por una parte, competirían generadores insulares, que tienen sus costes variables reconocidos y cuyas inversiones se han planteado siguiendo criterios de seguridad de suministro, junto con los peninsulares, que esperan recuperar sus costes en el mercado de producción. Por otra, los costes variables regulados utilizados en el despacho en estos momentos no incorporan todos los costes que finalmente se reconocen a las centrales de las islas. Por último, las ofertas a costes variables regulados podrían actuar como un elemento de limitación de precios de punta.

Por todo ello, se propone que se elimine de este Proyecto de Real Decreto la obligación de realizar ofertas de venta al mercado por parte de los comercializadores y consumidores directos, y transitoriamente por el CUR.

3.- Oportunidad de las medidas introducidas para conseguir el cumplimiento de los objetivos previstos para el consumo de carbón autóctono:

A la vista de la experiencia obtenida después de más de seis meses de funcionamiento del mecanismo de restricciones por garantía de suministro (RGS), se estima que se alcanzará el 80% del cumplimiento de los objetivos de consumo de carbón fijados para todo el año 2011, como consecuencia de la puesta en servicio del mecanismo pasados casi dos meses desde el inicio del año, de la existencia de un hueco térmico reducido en algunos periodos, y también, por el propio diseño del mecanismo, que no incentiva la programación de las centrales del anexo II del Real Decreto 134/2010, más allá del mercado diario y del propio proceso de restricciones por garantía de suministro.

Ante la dificultad de cumplir esos objetivos, la Disposición transitoria cuarta del Proyecto de Real Decreto que se informa, viene a introducir una serie de medidas que persiguen incrementar la producción de electricidad con consumo de carbón autóctono, incentivando la participación de estas centrales en mercados posteriores al diario (mercados intradiarios, regulación terciaria y gestión de desvíos).

Sin perjuicio de la afectación negativa que el mecanismo está teniendo sobre el mercado, como ya había avanzado la Comisión en sus informes a las propuestas de la normativa que lo regula, se considera oportuno que se realicen las modificaciones necesarias, con el fin de acelerar el cumplimiento de los objetivos fijados de producción con carbón autóctono, y así reducir el periodo en el que esta regulación resulte de aplicación.

Sobre las medidas planteadas, esta Comisión considera que si bien, vendrán a evitar las reducciones de programación que actualmente estas centrales realizan en estos mercados para conseguir un programa factible y podrán fomentar una mayor programación en servicios de ajuste, su aportación al cumplimiento de los objetivos de 2011 será limitada, teniendo en cuenta su carácter transitorio para 2011, por lo que se aplicarán durante un máximo de tres meses.

Las medidas planteadas en los puntos 1 y 2 de la Disposición transitoria cuarta del Proyecto, que dan la posibilidad a las centrales del anexo II de ofertar en gestión de

desvíos, terciaria y mercados intradiarios a un precio igual su coste variable, podrían tener un cierto impacto en estos mercados, pero no se puede olvidar que los mismos ya se encuentran afectados en la actualidad por la falta de participación de estas centrales. Por otra parte, con la introducción de estas medidas, se podría conseguir una mayor eficiencia global, al dotar al sistema de una energía adicional que participaría en los servicios de ajuste, y una mayor eficiencia local, al pretender que las centrales alcancen un funcionamiento más cercano a su plena carga. Por lo tanto, la CNE valora positivamente el contenido de los puntos 1 y 2 de esta disposición.

La medida específica planteada en el punto 3 de la Disposición transitoria cuarta – reconocimiento de retribución regulada en los mercados intradiarios cuando se pretendan alcanzar programas factibles-, se considera razonable ya que vendría a retribuir los incrementos de programación necesarios. No obstante, la operativa de dicha medida resulta muy compleja, tanto desde el punto de vista de liquidatorio, como desde el punto de vista de la necesidad de definir y supervisar la consideración de rampa e incrementos de carga para lograr programas factibles, por lo que se no se recomienda su establecimiento y se propone la eliminación de este punto.

Por su parte, la medida planteada en el punto 4 de la Disposición transitoria cuarta – supresión del “respeto” de las paradas programadas de los grupos térmicos en el proceso de recuadre del mecanismo de RGS-, se considera adecuada, ya que permitirá la programación de un mayor volumen de carbón autóctono en el mercado diario y en el propio mecanismo de RGS, lo que ayudará a reducir el tiempo en que esta regulación resulte necesaria. La razón de ello es que la utilización que se está haciendo de las paradas programadas en la actualidad, no es en muchas ocasiones acorde a su objetivo para el que fueron diseñadas, por lo que cabría plantearse su eliminación en la próxima revisión de reglas del mercado.

Por último, resulta necesario señalar la situación de falta de modulación de precios horarios del mercado diario que se está registrando desde la puesta en marcha del mecanismo de restricciones por garantía, situación que ha sido denunciada por algún miembro del Consejo Consultivo, y que está suponiendo una señal negativa para la gestión de la demanda. Por ello esta Comisión considera oportuno plantear una

modificación del Real Decreto 134/2010, con el fin de introducir una mayor incertidumbre en los agentes del mercado que perciben el coste variable regulado de las centrales de carbón nacional como un coste de oportunidad, y así evitar el aplanamiento de los precios. En concreto se propone, la posibilidad de que los titulares de las centrales del anexo II de dicho Real Decreto puedan cumplir con su obligación de ofertar a costes variables regulados, pudiendo utilizar la condición de ingresos mínimos, basados en los costes regulados.

4.- Adecuación de los equipos de medida en los puntos frontera entre transporte y distribución en los sistemas extrapeninsulares en un plazo menor:

Si bien la Disposición transitoria segunda del Proyecto de Real Decreto establece el plazo de adecuación de los puntos frontera transporte-distribución a lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida, hasta 2016, esta Comisión considera conveniente adelantar la citada fecha de adecuación al 31 de diciembre de 2014, dado que dicha obligación ya existe desde julio de 2010. Adicionalmente, la Comisión comparte lo establecido en el Proyecto, en cuanto a que mientras no se adecuen los puntos frontera entre transporte y distribución de los sistemas insulares y extrapeninsulares, no debe ser de aplicación el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas de la actividad de distribución, ya que si bien, se trata de conceptos independientes, se considera un adecuado incentivo para agilizar la adecuación de dichos puntos frontera. En consecuencia, se propone que al año siguiente de finalizar la adecuación, se pueda aplicar dicho incentivo/penalización.

5.- Desarrollo adicional ligado a la desaparición de la cuota con destino específico por extrapeninsularidad:

La eliminación de la cuota por extrapeninsularidad que propone el Proyecto de Real Decreto en su Disposición final primera debería estar acompañada de la correspondiente modificación del Real Decreto 2017/1997, a efectos de la consideración de la compensación extrapeninsular como coste en las liquidaciones de las actividades reguladas, en la parte no financiada por los Presupuestos Generales del Estado, según lo dispuesto en el Real Decreto-Ley 6/2009.

4 DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA

El Proyecto establece las disposiciones necesarias para permitir la integración del funcionamiento del despacho económico del sistema eléctrico balear en el MIBEL, una vez que se haya puesto en servicio el enlace eléctrico entre Baleares y la Península.

El Proyecto propone que los comercializadores y consumidores directos del sistema eléctrico balear deberán presentar ofertas de compra y venta al mercado diario e intradiario del MIBEL de acuerdo con los volúmenes y precios comunicados por el Operador del Sistema. Las ofertas que deberán presentar serán proporcionales a su cuota de mercado y se harán al coste variable reconocido y a la energía producible de las unidades de producción más caras hasta alcanzar la saturación del enlace.

Con carácter transitorio, y en tanto no se revise el calendario de los consumidores con derecho a acogerse a las tarifas de último recurso, serán solo los comercializadores de último recurso del sistema eléctrico balear quienes deberán presentar ofertas de compra y venta en el MIBEL.

Adicionalmente, se establecen las particularidades de aplicación en el sistema Balear de la Orden ITC/913/2006, de 30 marzo, por la que se aprueba el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueba el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Asimismo, se incluye el mandato al operador del mercado y al operador del sistema para que propongan, en el plazo de un mes, las modificaciones de las disposiciones de menor rango también necesarias para fijar el régimen de operación técnica y económica de esta nueva infraestructura eléctrica.

Por otra parte, el Proyecto introduce con carácter transitorio para 2011 algunas modificaciones en el funcionamiento del mecanismo de restricciones por garantía de

suministro una vez superados los primeros meses de funcionamiento, con el fin de lograr el cumplimiento de los objetivos fijados de programación de las centrales de carbón autóctono. En concreto, se amplía el derecho para estas centrales a percibir la retribución regulada por los incrementos de programa en los mercados de Gestión de Desvíos, de Regulación Terciaria y en los mercados intradiarios, bajo determinadas condiciones.

Finalmente, se introducen, entre otras, una serie de modificaciones en el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

5 VALORACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA

En cumplimiento de lo establecido en la planificación de los sectores de gas y electricidad para el período 2008-2016, Red Eléctrica de España, S.A. ha llevado a cabo el proyecto de construcción del enlace eléctrico, que finalmente se ha concretado en una línea submarina en corriente continua, tecnología HVDC (± 250 kV), entre las subestaciones de Morvedre (Sagunto) y Santa Ponça (Calviá), mediante un tramo submarino de 237 km de longitud, una profundidad máxima de 1.485 m y potencia de 2x200 MW, cuya puesta en servicio está prevista para el segundo semestre de 2011.

De acuerdo con las estimaciones del Operador del Sistema (OS), con la puesta en marcha de este cable, el 20% de la demanda anual del subsistema Mallorca-Menorca podría ser suministrada con energía peninsular a través del cable reduciendo la producción del régimen ordinario de dicho subsistema.² Todo ello, considerando una

² La cifra del 20% de la demanda anual debe ser entendida en valor medio, dado que por motivos de seguridad de suministro en las Islas Baleares, habrá ocasiones en que la energía que circule desde la Península a Baleares podrá verse reducida a valores que no pongan en riesgo la cobertura de la demanda del Sistema Eléctrico Balear. En contrapartida, habrá otras horas en las que será posible que la energía procedente de la Peninsular suponga un porcentaje superior al 20% señalado.

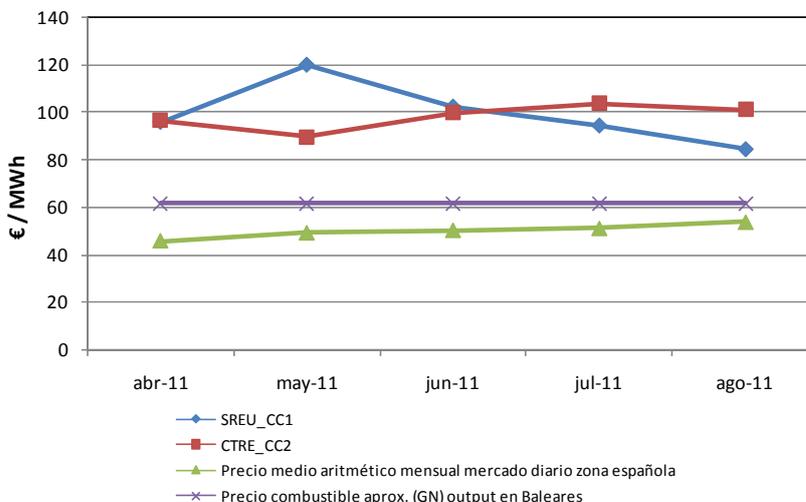
capacidad comercial máxima del cable de 160-200 MW (como referencia se recuerda que la potencia instalada de un ciclo combinado en el sistema Balear es de unos 225 MW).

Si bien el Proyecto no incluye ninguna estimación sobre el impacto económico que puede tener la entrada en funcionamiento del cable, esta Comisión ha realizado una evaluación del mismo, considerando que el 20% de la demanda del subsistema Mallorca-Menorca será cubierto a través del enlace, supuesto que todos los ciclos combinados hayan sido reconvertidos a gas natural. De acuerdo con estas hipótesis, la puesta en operación del cable en 2011 habría supuesto un ahorro de unos 4 millones de € al mes (50 millones € al año), lo que representa un ahorro del 14% del coste total del subsistema Mallorca-Menorca (ver anexo I). No obstante, de acuerdo con las estimaciones del OS, se espera que en una primera etapa la energía del cable represente el 9% de la demanda del subsistema Mallorca-Menorca³, por lo que su ahorro será inferior a la estimación realizada. No se ha valorado en este importe las ventajas aportadas por el cable en cuanto a su impacto en la seguridad de suministro en las islas ni el apoyo que pudiera aportar éste para resolver restricciones técnicas zonales en la península.

El gráfico siguiente muestra las diferencias entre los precios medios en el mercado peninsular y los costes variables que han sido utilizados en el despacho de los subsistemas Mallorca- Menorca de dos ciclos combinados en 2011, donde se evidencia que el flujo de la interconexión será de venta de energía desde la península a las islas.

Gráfico 1. Evolución mensual del coste variable de las centrales de Son Reus (SREU) y de Cas Tre Soler (CTRE) utilizado en el despacho del Operador del Sistema junto con el precio del mercado peninsular

³ El OS contempla que en las primeras etapas de funcionamiento del cable, será explotado a menor carga de la máxima posible siguiendo un criterio N-2 debido a periodos de pruebas, necesidad de comprobar la fiabilidad, evaluar la capacidad de respuesta ante incidentes, etc.



Fuente: CNE

Nota: El ciclo combinado Cas Tresorer tiene unos costes más elevados los meses de enero, febrero y marzo al seguir funcionando con gasoil. A partir del 26/03/2011, se realiza el cambio a gas natural.

El coste variable corresponde a costes provisionales de la liquidación C2, siendo estos con los que se realizará el despacho tanto balear como de la utilización de la interconexión.

6 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA PROPUESTA

El Proyecto sometido a informe contempla, además de la regulación del efecto sobre la gestión económica y técnica del sistema eléctrico de la entrada en funcionamiento de la interconexión submarina que da título al proyecto de norma, y al que se refiere la totalidad de sus disposiciones articuladas, otra serie de disposiciones no articuladas (cuatro transitorias y siete finales), no relacionadas sistemáticamente con aquel objeto, las cuales comportan modificaciones parciales de hasta cinco Reales Decretos.

El carácter aislado de estas modificaciones dificulta el análisis completo del alcance de las mismas, especialmente en los casos en que la norma cuya modificación se propone ha sido objeto de desarrollo mediante normas de rango inferior, ya que el cambio de un precepto aislado exige, de ordinario, el ajuste complementario de otra serie de disposiciones, para evitar vacíos normativos y dificultades de interpretación.

Sin perjuicio de lo anterior, a continuación se hacen una serie de consideraciones de carácter general, tanto de la regulación referida a la gestión del cable como del resto de disposiciones.

6.1 Consideraciones sobre la integración del enlace eléctrico entre el sistema Balear y la Península

6.1.1 Integración de un sistema de costes regulados en el mercado de la península

El Proyecto no define claramente cómo deben ser las ofertas de compra y de venta de los comercializadores y consumidores directos del subsistema Mallorca-Menorca en el MIBEL, y en algunos apartados resulta confuso. Esta Comisión interpreta que el objetivo de la propuesta es realizar una gestión de la interconexión mediante la presentación de una oferta instrumental de compra por parte de estos agentes, valorada al coste variable de las unidades de generación más caras del sistema balear que satisfaría la demanda del subsistema en caso de no existir la interconexión, de tal forma que si el precio del mercado resultara inferior a ese coste variable, el sistema balear compraría energía en el mercado peninsular. Adicionalmente, el Proyecto indica que los mismos agentes deben presentar ofertas de venta, valoradas en este caso, según interpreta esta Comisión, al coste variable del parque generador no necesario para satisfacer la demanda sin interconexión. De esta forma, se cubre la posible situación en la que el precio del mercado peninsular superase dicho coste, en cuyo caso se produciría una exportación del sistema balear a la península.

Impacto en el mercado peninsular

Si bien la existencia de una adquisición de energía en el MIBEL por parte de los comercializadores y consumidores directos en Baleares, incrementará la demanda en dicho mercado, esta Comisión considera que el impacto en el precio no será significativo teniendo en cuenta la capacidad del cable (como referencia se aporta que la capacidad comercial del cable es de 160-200 MW, mientras que la diferencia que se registra en algunas horas en el programa diario base de funcionamiento y el Programa final es de 1.000-2.000 MW y la energía en las horas punta de la demanda peninsular se encuentra entre los 35.000-44.000 MWh). Sin embargo, desde el punto de vista de la venta, y de forma indirecta, se introduce una cierta competencia entre las centrales de la península y las centrales insulares. Esta situación puede llegar a distorsionar aún más el funcionamiento del mercado peninsular, dado que:

- Se estaría introduciendo en el mercado ofertas a costes variables regulados que además, actualmente no contemplan en el despacho todos los costes, junto con ofertas basadas en costes de oportunidad. Cabría citar por ejemplo, que en la actualidad los costes variables regulados en las islas no incorporarían el coste del CO₂⁴ ni el coste de los combustibles de apoyo⁵, mientras que en el caso de las centrales peninsulares incluirían todos sus costes de oportunidad. Asimismo, las ofertas reguladas incorporarían un coste de combustible correspondiente a un coste medio de aprovisionamiento del gas natural licuado (GNL) en España del semestre anterior, valor que pudiera ser muy diferente a los costes de un ciclo combinado en la península en un mes concreto y muy diferentes también a los que finalmente serán reconocidos en las liquidaciones definitivas a la generación insular.
- Las ofertas en el mercado peninsular en base a costes variables reconocidos pueden actuar como un elemento de limitación de precios en punta, tal y como ocurriendo actualmente con las ofertas del carbón nacional a precios regulados, aunque eso sí, de manera más reducida dado que la energía regulada sería mucho menor que la que corresponde a las centrales de carbón.
- Los generadores insulares tienen garantizada la recuperación de todos sus costes fijos y variables a través de una retribución regulada, mientras que los generadores peninsulares deben intentar recuperar sus costes vía el mercado diario, los servicios de ajuste y los pagos de capacidad. A este respecto cabe señalar, que la CNE ha propuesto en varios informes la necesidad de revisión de los costes estándares establecidos para la generación insular, dado que en la actualidad pudieran no ajustarse a sus costes reales. Para su determinación, se debería emplear la contabilidad regulatoria de costes y las pruebas de

⁴ A partir de 2013, deberían adquirir los derechos de emisión en subastas por lo que incorporarían un coste por este concepto.

⁵ En tanto no se apruebe el P.O de los SEIE sobre mezcla de combustible.

rendimiento, que serían aplicables para los costes de 2011 teniendo en cuenta la publicación de la Resolución de la DGPEyM sobre la regulación de la contabilidad regulatoria.

Integración del sistema balear en el mercado MIBEL

La Directiva 96/92/CE establece la posibilidad de que existan excepciones respecto a los capítulos IV al VII para las pequeñas redes aisladas⁶, definidas como *‘... cualquier red que tuviera en 1996 un consumo inferior a 2.500 GWh que pueda interconectarse con otras redes para una cantidad inferior al 5% de su consumo anual’*. Dado que estos capítulos no se refieren a la integración de estos sistemas en los mercados de generación, no existe ninguna obligación desde esta normativa ni en las Directivas posteriores en este sentido.

Sin perjuicio de ello, esta Comisión considera que no deberían olvidarse los principios de competencia introducidos en la Ley 54/97. A este respecto, cabe señalar el informe 7/2003 de la CNE a la propuesta de Real Decreto que regula los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, aprobado por el Consejo en su sesión de 12 de junio de 2003, donde se indicó que en la regulación propuesta para los sistemas extrapeninsulares no se sentaban *“las bases para que se pueda desarrollar en el futuro una mínima competencia que sea compatible con una situación de garantía de suministro a un coste razonable”*, por lo que se realizaban diversas propuestas para la introducción de competencia, como subastas, contratación bilateral, o despacho de ofertas de costes variables auditados (como en la Patagonia Argentina, Bolivia, o a los países de centro América que cuentan con demandas máximas semejantes a las de las islas mayores -sistemas Mallorca-Menorca, Tenerife y Gran Canaria-).

Por su parte, en la regulación comparada actual, puede señalarse que existen islas fuertemente interconectadas e integradas en mercados nacionales, como islas del

⁶ Los capítulos IV al VII se refieren a la operación de la red del transporte, a la operación de la red de distribución, a la separación de actividades y transparencia y al acceso a las redes, respectivamente.

Reino Unido o de Dinamarca. En el caso de Italia, las islas de Cerdeña y Sicilia constituyen dos territorios interconectados con la península con precios zonales superiores al precio medio de compra –Prezzo Unico Nazionale-. Por otra parte, las islas de Portugal (Azores y Madeira) y de Francia (Córcega, suministrada por EDF) presentan una regulación de la generación basada en la retribución del coste del servicio.

La exposición de motivos del Proyecto de Real Decreto señala las singularidades de la estructura del parque generador del sistema eléctrico balear, que están adaptadas a un sistema eléctrico de pequeño tamaño y por tanto, sin economías de escala, junto a que la propiedad de este parque se encuentra concentrada en un único titular, y esto unido al hecho de que el valor máximo de energía a través del enlace eléctrico representa el 20% de la demanda máxima del subsistema eléctrico Mallorca-Menorca, configura un escenario inapropiado para la plena integración a corto plazo de este sistema eléctrico en el MIBEL.

Mediante el enlace, el sistema Balear deja de ser un sistema aislado, por lo que cabría plantearse propuestas más ambiciosas que la del Proyecto de Real Decreto como su integración total en el MIBEL, con el fin de incrementar la eficiencia global, dando entrada a nuevos agentes en las islas y en consecuencia, reducir el sobre coste de generación. En este sentido, cabría considerar la posibilidad de integrar la totalidad de la demanda y de la generación del sistema balear (o en su caso, el subsistema Mallorca-Menorca), en el MIBEL, y realizar la casación del mercado diario sin tener en cuenta la capacidad de la interconexión, como cualquier otra zona de la península. Tras la casación, el Operador del Sistema, teniendo en cuenta las limitaciones de la capacidad de la interconexión, tendría que programar la generación que fuera necesaria en las islas en el proceso de restricciones técnicas, siguiendo los mismos criterios de seguridad que se aplican cuando se programan centrales en cualquier otra zona, como por ejemplo, en la zona centro o en la zona Cataluña, zonas que presentan restricciones que pudieran considerarse estructurales. Dado que el titular de las centrales de generación en las islas es único, su participación en el proceso de restricciones técnicas no podría estar basada en un sistema de subastas, como ocurre en la península en las restricciones que no son zonales, sino que tendría que ser un sistema retribuido según estándares regulados.

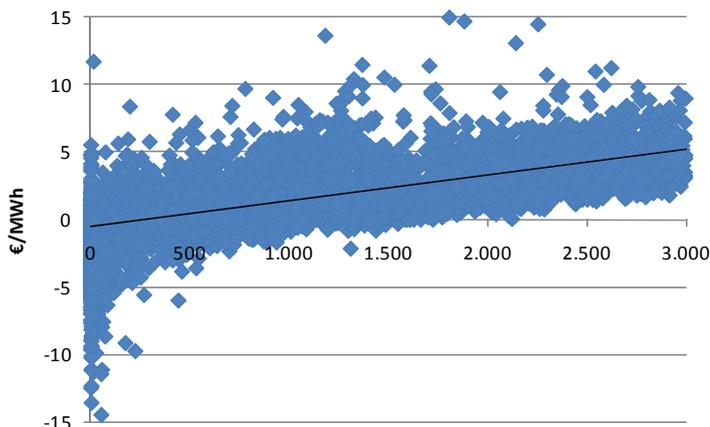
Este esquema retributivo sería análogo al sistema vigente en las islas y estaría en línea de la propuesta que realizó la CNE el pasado año de retribución de las centrales que participan en restricciones técnicas zonales mediante un sistema de precios regulados. Excepcionalmente, las centrales de las islas no programadas por restricciones continuarían percibiendo sus costes fijos regulados.

En consecuencia, los sobrecostes regulados del sistema Mallorca-Menorca pasarían a integrarse en los servicios de ajuste (los costes variables) y en el coste de los pagos por capacidad (los costes fijos), por lo que dejarían de estar incluidos entre las partidas que integran las tarifas de acceso. Sin perjuicio de lo anterior, en el resto de los sistemas extrapeninsulares se mantendría la imputación prevista en las tarifas de acceso y en los Presupuestos Generales del Estado, según lo previsto en el RD Ley 6/2009.

No obstante, hay que señalar que, si bien la puesta en marcha del mecanismo propuesto en el Proyecto únicamente estaría incrementando la demanda horaria unos 200 MW, lo que pudiera suponer un impacto muy reducido en el precio del mercado, la integración total del sistema Mallorca-Menorca incrementaría la demanda del MIBEL en unos 600-900 MW en los periodos de punta y unos 300-500 MW en los valles, lo que lógicamente supondría un mayor impacto en el precio.

A este respecto, cabe citar una simulación realizada por OMEL a petición de esta Comisión, en la que se solicitó analizar el impacto que podría tener en el precio del mercado un aumento de la demanda precio aceptante en horas punta. A la vista del gráfico siguiente que recoge los resultados obtenidos para el año 2008 y 2009 es posible tener una primera aproximación sobre el impacto que tendría en el precio del mercado la consideración de la demanda completa del sistema Mallorca-Menorca.

Gráfico 2. Impacto en el precio del mercado del aumento de la demanda precio aceptante ofertada al despacho diario



Fuente: OMEL y elaboración propia

Nota: La simulación se realizó para 2008 y 2009, sin modificar el resto de las ofertas.

Teniendo en cuenta un incremento de demanda en el MIBEL de unos 500-900 MW por la incorporación del sistema balear, el precio del MIBEL podría incrementarse entorno a 0,4-1,2 €/MWh, que multiplicado por la demanda anual supondría un mayor coste para los consumidores de unos 100-300 millones de €, lo que resulta superior a los 50 millones de € de ahorros que se evalúan como consecuencia de la entrada en operación del enlace, con el esquema propuesto.

Por tanto, parece razonable actuar en maximizar los ahorros antes de optar por la integración completa, lo cual pasa por incrementar la capacidad comercial de la interconexión. Una posibilidad sería plantear la construcción de un segundo enlace de las mismas características. No obstante lo anterior, dado su coste de inversión, una opción previa, sería tratar de maximizar la capacidad comercial actual del enlace, para a continuación determinar si se producen beneficios netos, según se propone en el capítulo siguiente.

Por ello, esta Comisión considera que el enfoque propuesto en el Proyecto podría ser una solución apropiada para gestionar de manera óptima la interconexión península-Baleares, teniendo en cuenta la reducida capacidad del enlace y el contexto particular del sistema balear. Sin embargo, la integración del sistema eléctrico de Baleares en el MIBEL debe ser también un objetivo regulatorio de medio corto y plazo.

Por otra parte, la CNE considera que sería conveniente que el mecanismo propuesto funcionara únicamente en el sentido de la interconexión de venta de energía de la península a Baleares, y no en sentido contrario (salvo situaciones excepcionales de garantía de suministro), por las siguientes razones:

- Las inversiones realizadas en generación en las islas se han realizado siguiendo criterios de seguridad de suministro. Por tanto, su funcionamiento no debería orientarse a “competir” con las centrales de la península, y en dar un suministro a los consumidores peninsulares sino a mantener un nivel de disponibilidad adecuado para cumplir con las necesidades de garantía de suministro en las islas.
- Al permitir realizar ventas en el mercado MIBEL, se estaría introduciendo una mayor distorsión al funcionamiento del mercado, tal y como se ha indicado anteriormente.
- Las compras en el MIBEL podrían instrumentarse incluso como ofertas de compra precio aceptantes, por lo que la distorsión que podrían suponer en el mercado sería reducida.

Únicamente cuando existiera una completa integración del sistema balear en el MIBEL, cabría plantearse la posibilidad de que los generadores insulares pudieran vender electricidad en la península en igualdad de condiciones que los agentes peninsulares.

6.1.2 Necesidad de maximizar la energía que transite por el cable

De acuerdo con la información aportada por el OS a la CNE en relación con la capacidad del cable, no se ha justificado suficientemente la reducción de la capacidad comercial del enlace a aproximadamente 200 MW, cuando su capacidad técnica es de 400 MW. De acuerdo con dicha información, esta disminución parece ser consecuencia de la aplicación del criterio N-1 de seguridad, generalmente adoptado en la explotación de la red de transporte. Por su parte, el Real Decreto 1747/2003 establece una probabilidad de pérdida de carga máxima en los sistemas aislados de un día cada diez años (2,4

horas al año). Para ello, se constituye permanentemente una reserva de potencia que asciende a dos veces la potencia disponible del mayor grupo de cada sistema.

A juicio de la CNE, se debería abordar con cierta urgencia un estudio técnico-económico por parte del Operador del Sistema cuyo objetivo sea minimizar el coste del sistema balear manteniendo la seguridad del suministro, y el citado criterio del Real Decreto 1747/2003 para contemplar el máximo incremento de la capacidad comercial del enlace, aun a costa de incrementar, en su caso, las reservas establecidas en la regulación vigente para el subsistema Mallorca-Menorca.

En el supuesto de que técnicamente fuera posible incrementar la capacidad comercial del enlace, los potenciales ahorros netos podrían justificar una mayor integración del sistema Mallorca-Menorca en el MIBEL. A estos efectos, el Operador del Mercado debería volver a realizar una simulación como la descrita en el apartado anterior, para determinar el incremento esperado en los costes como consecuencia de una mayor capacidad del enlace así como por la integración de la demanda de Mallorca-Menorca.

6.2 Consideraciones sobre la Disposición transitoria cuarta del Proyecto: Medidas adicionales propuestas para conseguir el cumplimiento de los objetivos previstos para el consumo de carbón autóctono.

Estimación del cumplimiento del objetivo en 2011 del consumo de carbón autóctono

Desde que se inició el mecanismo de solución de restricciones por garantía de suministro el 26 de febrero hasta el 31 de julio, las centrales que consumen carbón autóctono a las que hace referencia el anexo II del Real Decreto 134/2010 han producido un 39% de los volúmenes máximos establecidos en las Resoluciones de 8 de febrero y de 15 de julio. De extrapolar la programación desde la puesta en marcha del mecanismo, se alcanzaría un 78% del cupo previsto para el período del 26 febrero hasta el 31 de diciembre 2011.

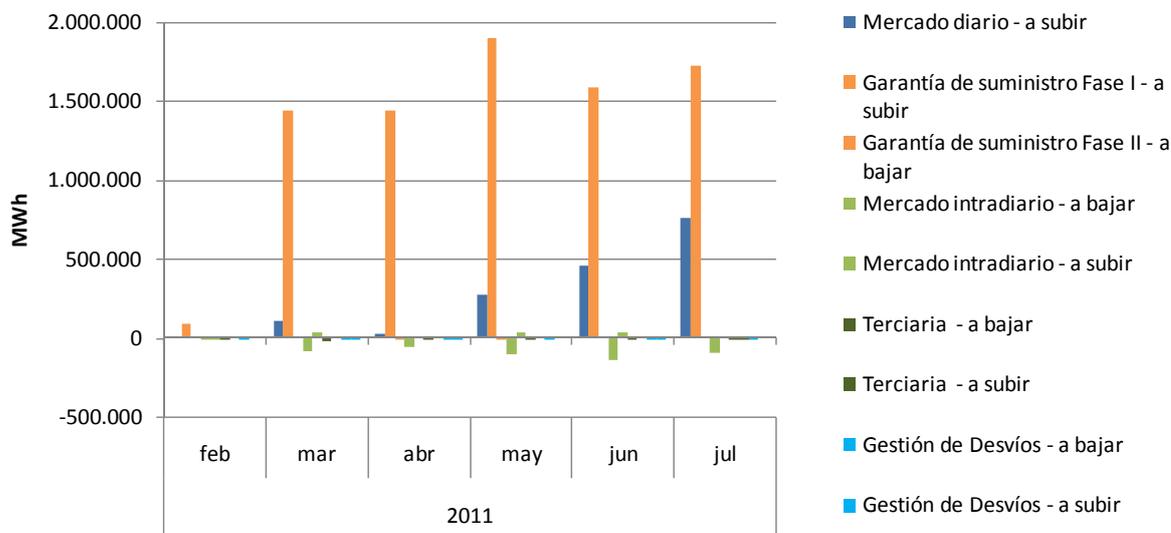
De acuerdo con la estimación anterior, si se mantuviese el diseño actual del mecanismo de restricciones por garantía de suministro, no se alcanzaría el objetivo fijado para las centrales que consumen carbón autóctono en la Resolución de 8 de febrero de producir 23 TWh en 2011.

Dicho objetivo se fijó inicialmente para todo el año 2011, pero el mecanismo no entró en vigor hasta el final de febrero, lo que ha hecho más difícil el cumplimiento de dicho objetivo. Además, cabe citar la existencia de un hueco térmico reducido en el programa base de funcionamiento⁷ y el propio diseño actual del mecanismo de restricciones por garantía de suministro. En este sentido, se debe señalar la no existencia de incentivos a participar en mercados posteriores al programa diario viable provisional (PDVP)⁸. La regulación actual incentiva únicamente la programación de energía de las centrales de carbón autóctono en el mercado diario y en el mecanismo de restricciones por garantía de suministro, ya que solo por su participación en estos segmentos reciben la retribución regulada establecida en el Real Decreto 134/2010. Este planteamiento ha provocado que la participación de estas centrales en los mercados posteriores al PDVP haya sido fundamentalmente para reducir su programación, con el fin de conseguir programas factibles (principalmente rampas). En concreto, durante el periodo de aplicación del mecanismo hasta julio de 2011, la programación del PDVP de estas centrales se ha visto reducida un 5% en los mercados posteriores, principalmente en los mercados intradiarios, lo que ha contribuido a retrasar el cumplimiento de los objetivos de producción previstos para 2011.

Gráfico 3. Evolución de la programación mensual de las centrales del anexo II del Real Decreto 134/2010 desde la puesta en marcha del mecanismo de restricciones por garantía de suministro, el 26 de febrero de 2011.

⁷ Reducido hueco térmico motivado fundamentalmente por una demanda eléctrica casi estancada- en los primeros siete meses de 2011, el consumo eléctrico se ha incrementado únicamente un 0,1% respecto al 2010-, y una alta producción renovable- En los siete primeros meses del año, la producción de energía renovable ha representado el 35,8% del total, periodo en el que se ha registrado un índice producible hidráulico cercano a la unidad (0,90 hasta julio).

⁸ El programa diario viable provisional (PDVP) es el programa diario que incorpora las modificaciones introducidas en el Programa Base de Funcionamiento para resolver las restricciones técnicas y las restricciones por garantía de suministro.



Fuente: CNE

Valoración del objetivo de la Disposición transitoria cuarta del Proyecto

Ante la dificultad de cumplir los objetivos previstos en la Resolución de 8 de febrero para 2011, la Disposición transitoria cuarta del Proyecto viene a ampliar los mercados en los que las centrales de carbón autóctono tienen derecho a la retribución regulada y por tanto, a incentivar una mayor programación en dichos mercados, y así conseguir una mayor producción con carbón autóctono. En concreto, los puntos 1 y 2 de la disposición amplían el derecho a recibir la retribución regulada por los incrementos de programa gestionados en los mercados de Gestión de Desvíos, de Regulación Terciaria y en los mercados intradiarios, siempre que los precios marginales resultantes sean iguales o superiores a los costes variables regulados de estas centrales, y siempre que no se supere el volumen del plan diario actualizado. Adicionalmente, el punto 3 de la disposición amplía para estas centrales el derecho a recibir la retribución regulada por la participación en los mercados intradiarios que responda al objetivo de obtener programas factibles o programación de rampas. Finalmente, se pretende minimizar la posibilidad de que estas centrales reduzcan programación en los mercados de ajuste, obligando a que sus ofertas sean las últimas en el orden de mérito (precio 0€/MWh).

Teniendo en cuenta la introducción de estas modificaciones al mecanismo de restricciones por garantía de suministro, se conseguiría minimizar las reducciones de

programación de estas centrales en los mercados posteriores al PDVP, estimadas en el periodo marzo-julio 2011 en un 5% del programa final. Adicionalmente, estas centrales podrían incrementar su programación en esos mercados consiguiendo así un aumento de su producción. Como referencia se aporta que, en 2008, año en el que se registró un volumen de producción de las centrales de carbón autóctono similar a 2011, el incremento de energía de estas centrales en mercados intradiarios y servicios de ajuste fue de en torno a un 7% de su programa final.

Dichas cifras podrían confluír en una producción cercana a los objetivos, siempre que estas medidas se hubieran puesto en marcha al comienzo del mecanismo. Teniendo en cuenta, que estas medidas podrían ponerse en marcha no antes de octubre de 2011, y teniendo en cuenta el carácter transitorio de la medida, su aportación al cumplimiento de los objetivos de 2011 será limitada.

Valoración de la CNE sobre la Disposición transitoria cuarta del Proyecto

Esta Comisión ha manifestado en varios informes los problemas que ocasiona el mecanismo de restricciones por garantía de suministro por el que se incentiva la producción de centrales de carbón autóctono, por el fuerte impacto que tiene sobre el funcionamiento de los mercados de electricidad.

No obstante, una vez implantado, esta Comisión considera oportuno que se realicen las modificaciones necesarias, con el fin de acelerar el cumplimiento de los objetivos fijados de producción con carbón autóctono, y así reducir el periodo en el que esta regulación resulte de aplicación.

Los puntos 1 y 2 de la disposición⁹ han sido criticados por varios agentes en sus alegaciones, en cuanto que consideran que estas medidas pueden tener un impacto

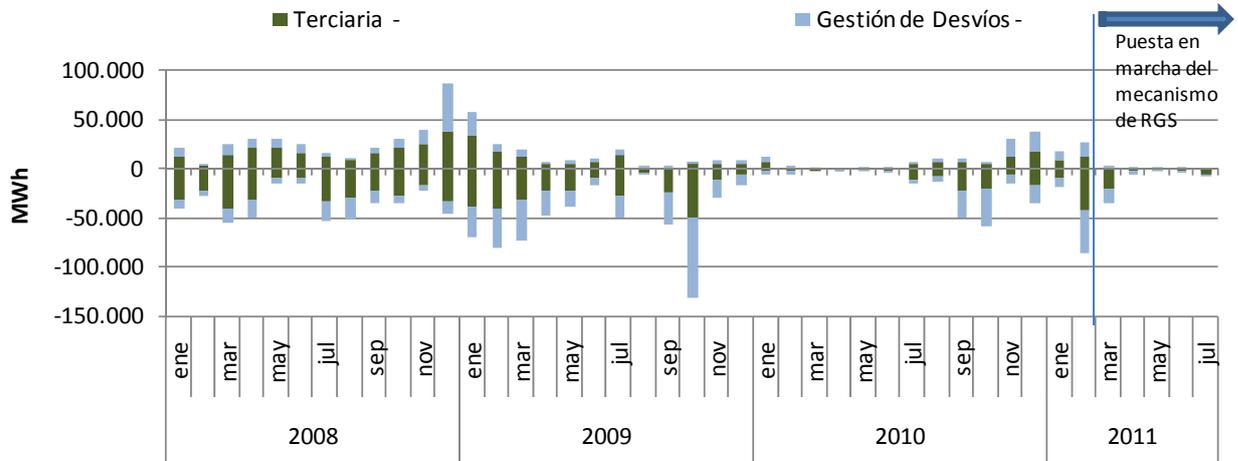
⁹ Reconocimiento de la retribución regulada por participar en terciaria, gestión de desvíos e intradiarios bajo ciertas condiciones.

sobre los mercados afectados, mayor que el incremento de cumplimiento de objetivos de producción para 2011.

Es cierto que con las medidas propuestas, la formación del precio del mercado intradiario, terciaria y gestión de desvíos se vería afectada por la obligación de las centrales a ofertar a costes variables regulados, pudiendo aparecer los mismos “escalones” coincidiendo con dichos costes, que aparecen en la actualidad en el mercado diario.

No obstante lo anterior, no puede olvidarse que los mercados posteriores al mercado diario ya se encuentran afectados en la actualidad por el mecanismo vigente de RGS: Dado que en estos mercados, las ventas de las centrales de carbón autóctono se ven retribuidas al precio resultante del correspondiente mercado y no a la retribución regulada que perciben, por ejemplo, cuando resultan casados en el mercado diario, desde la puesta en marcha del mecanismo de RGS, las ofertas de venta de estas centrales de regulación terciaria o de gestión de desvíos coinciden, en términos generales, con la retribución regulada de la mencionada Resolución. Adicionalmente, su participación a bajar en estos mercados se ha visto reducida sustancialmente, ya que retrasa el cumplimiento de sus compromisos adquiridos de consumo de carbón. Por todo ello, tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente, desde la puesta en marcha del mecanismo de RGS, el despacho de estas centrales en estos mercados ha sido casi nulo, aun estando disponibles para poder ofrecer estos servicios. En consecuencia, la formación del precio de los mismos ya se está viendo afectado en la actualidad, por lo que la puesta en marcha de las medidas propuestas no alteraría el fondo sino la forma en que éstos se estarían viendo afectados.

Gráfico 4. Evolución mensual de la programación de las centrales de carbón autóctono del anexo II del RD 134/2010 en los mercados de regulación terciaria y de gestión de desvíos

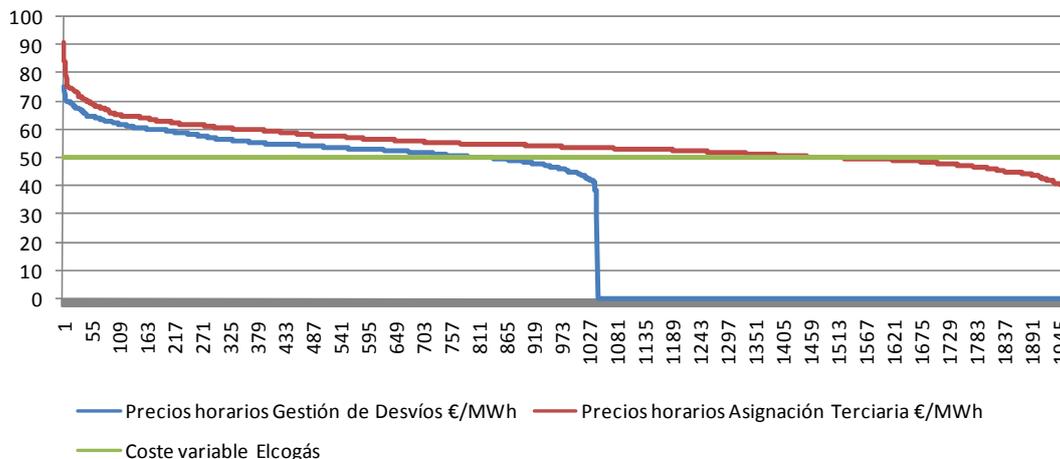


Fuente: CNE

Nota: Si bien en el primer semestre de 2010, la participación en servicios de ajuste de las centrales del anexo II fue reducida, esto se debió a que la producción de estas centrales durante ese periodo fue casi nula, situación diferente a la registrada en 2011.

Únicamente atendiendo a los precios registrados durante 2011 en los servicios de ajuste, si las centrales del anexo II hubieran ofertado a su coste variable, podrían haber tenido una participación significativa en regulación terciaria y en gestión de desvíos, tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente donde se señala el coste variable menor de las centrales del anexo II junto con la monótona de los precios diarios de terciaria y gestión de desvíos a subir registrados en 2011. No obstante, no se ha considerado aquí los requerimientos de energía del OS ni a la energía ofertada por las propias centrales, lo que no aseguraría que dichas centrales hubieran podido participar en todas las horas donde el precio marginal fue superior a su coste variable.

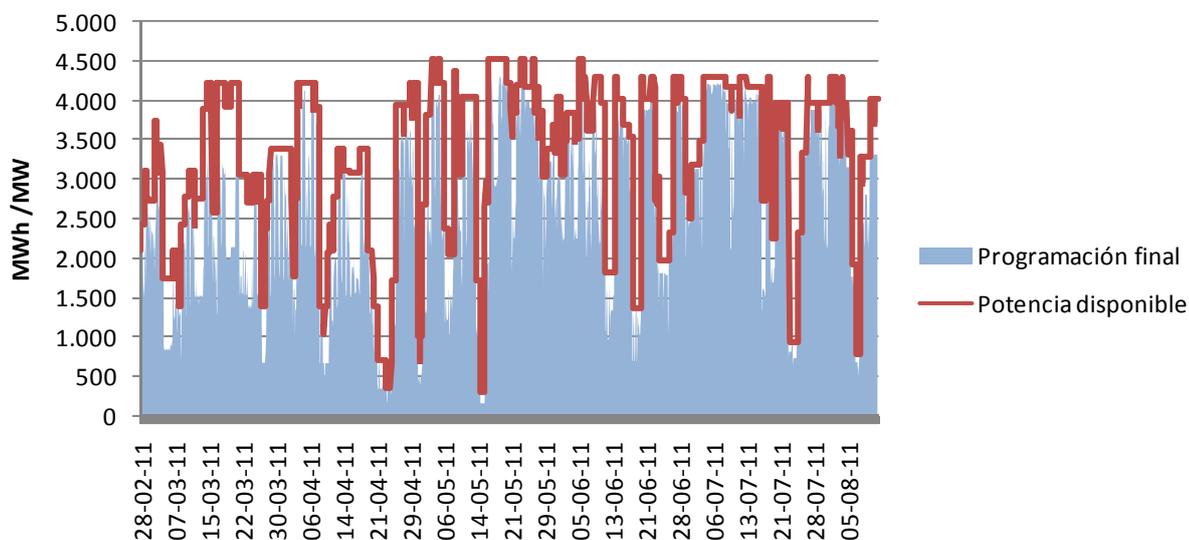
Gráfico 5. Monótonas de precios horarios de la programación a subir de regulación terciaria y de gestión de desvíos en 2011 junto con el coste variable de Elcogas



Fuente: CNE

Adicionalmente, esta Comisión considera que, con la introducción de estas medidas, se consigue una mayor eficiencia al dotar al sistema de una energía adicional para poder aportar estos servicios de ajuste, energía que actualmente está ofertando a su retribución regulada total y que por tanto, no se está aprovechando. También las centrales del anexo II conseguirían una mayor eficiencia, ya que al poder aumentar producción tras el PDVP, se les ofrece una oportunidad para conseguir un punto de funcionamiento más cercano a su plena carga, y por tanto para incurrir en unos costes menores (y en consecuencia en una retribución menor). De acuerdo con la programación en el P48, desde la puesta en marcha del mecanismo de restricciones por garantía de suministro, estas centrales han sido programadas al 84% de su plena carga en las horas punta-llano del sistema.

Gráfico 6. Producción de las centrales de carbón autóctono del anexo II del RD 134/2010 cuando se han encontrado dentro del plan de funcionamiento actualizado y potencia disponible correspondiente



Fuente: CNE

En cuanto a la obligación para las centrales del anexo II de ofertar energía a bajar en los mercados de regulación terciaria y de gestión de desvíos a 0 €/MWh. Se pretende que la reducción de su producción resulta solo programada como última medida posible, facilitando el cumplimiento de los objetivos establecidos. Esta Comisión considera adecuada esta medida, ya que la programación de estas centrales se encuentran en el marco de un servicio de reconocimiento de costes, dentro del cual no encaja la posibilidad de obtener ingresos adicionales por reducir su producción, y en consecuencia, alargar el periodo para la consecución de los objetivos previstos.

En cuanto al punto 3 de la Disposición transitoria cuarta – reconocimiento de retribución regulada en los intradiarios para alcanzar un programa factible-, se considera que la medida resulta razonable ya que vendría a retribuir incrementos de programación necesarios para conseguir programas factibles en los mercados intradiarios. No obstante, la operativa de dicha medida resultaría muy compleja, tanto desde el punto de visto de liquidatorio, tal y como afirma el Operador del Sistema en sus alegaciones, como desde el punto de vista de la necesidad de definir y supervisar la consideración de rampa y de incrementos para lograr programas factibles. Por tanto, esta Comisión considera que, en aras de evitar medidas que conlleven una aplicación compleja y que pudieran derivar en conflictos liquidatorios, debería eliminarse el punto 3 de dicha disposición.

Por su parte, el punto 4 de la disposición transitoria viene a suprimir el “respeto” de las paradas programadas¹⁰ de los grupos térmicos en el proceso de cuadro del mecanismo de restricciones por garantía de suministro (actualmente establecida en el P.O 3.10). En la actualidad, el hecho de que se respete en el proceso de cuadro por garantía de suministro la energía programada a modo de rampa de parada (programas de energía decreciente en los 3 primeros periodos horarios del horizonte de programación), está conllevando a que algunos grupos de carbón de importación y ciclos combinados utilicen esta condición sin la intención de llevar a cabo una parada¹¹, y conseguir evitar el proceso de recuadre. Esta Comisión considera adecuada la medida ya que en la actualidad, la utilización que se está dando de esta herramienta no es acorde a una parada programada, lo que está impidiendo la mayor programación de centrales de carbón autóctono y en cualquier caso, las centrales disponen de los mercados intradiarios para programar su parada. En este sentido, cabría plantear en la próxima revisión de la reglas del mercado la posibilidad de eliminar esta condición de rampa de desacoplamiento, ya que la energía involucrada en estas rampas en el mercado diario podría negociarse en los mercados intradiarios.

7 CONSIDERACIONES PARTICULARES SOBRE LA PROPUESTA Y TEXTOS ALTERNATIVOS

A continuación se realizan una serie de consideraciones de carácter particular sobre el articulado, y se incluyen las modificaciones necesarias que se deberían realizar sobre el Proyecto, derivadas de las consideraciones generales indicadas en el capítulo anterior:

¹⁰ La condición de parada programada está recogida en las Reglas de Funcionamiento del Mercado con el fin de permitir la consideración del primer tramo de las ofertas simples, para los tres primeros periodos del horizonte de programación, cuando la oferta de venta de energía no haya resultado casada por aplicación de la condición de ingresos mínimos. La energía ofertada que incorpore la condición de parada programada debe ser decreciente durante los periodos de programación para los que se declare dicha condición.

¹¹ Estos grupos programen durante las 3 primeras horas del día valores altos de producción, superiores a su mínimo técnico en muchos casos, y con diferencias entre horas de 1 MWh.

7.1 Sobre el Artículo 1. Objeto

Debería recogerse en este artículo, como a lo largo de la propuesta que el sistema que se integra es el subsistema de Mallorca-Menorca según la definición de la ITC/913/2006. Si el objeto de la redacción dada es dotar de un carácter más genérico al Real Decreto, y permitir posteriormente la integración todo el sistema Baleares, entonces sería necesario incorporar una disposición transitoria haciendo referencia al mencionado subsistema, en tanto no exista interconexión con otros sistemas¹²:

Se propone la incorporación del siguiente párrafo como un segundo punto de la Disposición transitoria primera.

En tanto, no se conecte eléctricamente el subsistema Mallorca-Menorca con el resto de los subsistemas del sistema Balear, las referencias realizadas al sistema Balear, deben entenderse con respecto al subsistema Mallorca-Menorca.

7.2 Sobre el Artículo 3. Sujetos del Sistema Balear autorizados a participar en el mercado diario

De acuerdo con lo indicado en el capítulo anterior, sería necesario eliminar de este artículo la obligación de presentación de ofertas de venta en el mercado diario e intradiario por parte de los comercializadores y los consumidores directos del sistema eléctrico balear, así como el resto de referencias incluidas en el Proyecto sobre la opción de “venta”.

¹² De acuerdo con el Documento del Borrador de Planificación 2010-2020, está prevista realizar la interconexión entre Ibiza y Mallorca en 2013 con una capacidad de la interconexión de 45 MW.

7.3 Sobre el Artículo 4. Funcionamiento del intercambio de energía eléctrica a través del enlace entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular.

En el punto 2, apartado a) se considera necesario añadir al final el siguiente texto:

“En la determinación del orden de mérito económico se tendrá en consideración aquella producción del sistema eléctrico balear que deba mantenerse específicamente por razones de seguridad del sistema eléctrico. En este caso, el suministro se podrá instrumentar mediante indicación del operador del sistema a los comercializadores de último recurso de Baleares”.

En el punto 2, apartado c), se considera necesario eliminar el texto ~~“Por el contrario, cuando las expectativas de precios reflejen que es eficiente que las unidades de generación del sistema balear que no son despachadas para dar cobertura a la demanda de la isla deban participar en el sistema peninsular, el Operador del Sistema así lo comunicará a las unidades de mercado para que puedan presentar ofertas en los mercados diario e intradiarios manteniendo siempre el margen de reserva adecuado para el sistema balear.”~~ para que sea coherente con los argumentos del capítulo anterior.

El punto 2, apartado c) establece que el Operador del Sistema comunicará los precios de las ofertas que serán iguales a los costes variables reconocidos. A este respecto, el Operador del Sistema tendrá en cuenta en dichos costes variables, aquellos considerados en la Orden ITC 913/2006, esto es, costes de arranque y parada evitados así como costes de los combustibles de apoyo necesarios, incluyendo adicionalmente el coste del CO₂. De esta forma, se evitaría parar un grupo para dar entrada al enlace cuando sus costes de arranque y parada pudieran ser superiores al ahorro conseguido con la entrada del cable. No obstante, dado que el coste del CO₂ no se conoce hasta que se realiza la liquidación definitiva, el despacho debería realizarse en base a un coste de CO₂ previsto:

Se propone incluir el siguiente párrafo tras el párrafo primero del punto 2.c de este artículo:

“El coste variable incluirá los conceptos definidos en la Orden 913/2007, incluyendo también, a estos efectos el coste unitario medio del CO2 liquidado en la última liquidación definitiva del año anterior por tecnologías.”

En el punto 3 de este artículo, se indica que es obligatoria la presentación de ofertas por parte de los comercializadores y consumidores directos. Como las ofertas en el mercado tienen una unidad mínima de 0,1 MW, se debería habilitar la posibilidad de eximir a aquellos agentes cuya cuota de mercado fuera inferior a una cuota determinada.

Se propone añadir el siguiente texto en esta disposición:

Estarán exentos de la obligación de ofertar los comercializadores y consumidores directos cuya demanda sea inferior a 0,1MW en algún periodo de programación.

7.4 Sobre la Disposición adicional primera. Cierre de energía en los SEIE del sistema eléctrico.

El párrafo primero y segundo de la Disposición adicional primera vienen a recoger la manera en cómo se está realizando en la actualidad la liquidación del cierre de energía en los SEIE. El tercer párrafo de esta disposición define el sistema donde deben asignarse las pérdidas del enlace, esto es, a los SEIE. Esta Comisión considera este criterio adecuado ya que la energía fundamentalmente va a circular de la península a Baleares y por tanto, resulta razonable que las pérdidas se consideren en el cierre del subsistema Mallorca - Menorca en este caso.

7.5 Sobre la Disposición adicional tercera. Revisión de los Índices de cobertura máximos del sistema Balear

La propuesta de Real Decreto, en su Disposición adicional tercera, señala que la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del Operador del

Sistema, revisará los índices de cobertura máximos del sistema balear teniendo en cuenta la entrada en funcionamiento del enlace con la península.

Hay que indicar que en la práctica no es necesario modificar los índices de cobertura, dado que el enlace en sí funcionará como un grupo generador más, por lo que en el caso de análisis de cumplimiento de los índices de cobertura, en relación con la entrada en explotación de grupos de generación cuya autorización administrativa se produzca en el futuro, simplemente se consideraría el enlace dentro de la potencia de generación, afectado por los factores razonables de indisponibilidad y los criterios de seguridad y estabilidad.

Por tanto se propone suprimir la Disposición adicional tercera:

~~“Disposición adicional tercera. Revisión de los índices de cobertura máximos del sistema Balear.~~

~~La Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del Operador del Sistema, revisará los índices de cobertura máximos del sistema balear teniendo en cuenta la entrada en funcionamiento del enlace eléctrico con el sistema peninsular. A estos efectos el Operador del Sistema remitirá en el plazo máximo de dos meses una propuesta a la Dirección General de Política Energética y Minas.”~~

No obstante, si sería necesario añadir el siguiente párrafo en el punto 2 del artículo 2 de la Orden ITC 914/2006, de 30 de marzo:

“A estos efectos, en el caso de interconexiones eléctricas entre islas o con la península, se considerará la potencia disponible del cable.”

7.6 Sobre la Disposición adicional cuarta. Utilización de la red de transporte por importaciones y exportaciones a terceros países.

La redacción de la Disposición adicional cuarta resulta confusa en la medida en que en el punto 1 se establece que tanto las importaciones como exportaciones de energía que

tengan su origen o destino, respectivamente, en países terceros que no sean miembros de la Unión Europea, podrán pagar una cantidad fija, expresada en €/MWh, por el uso de las redes y, al mismo tiempo, en el punto 2 se establece que a las citadas importaciones les será de aplicación el peaje de acceso por conexiones internacionales 6.5, que consta de un término fijo (en €/MW contratados por periodo) y un término variable (en €/MWh por periodo horario).

Dado que las exportaciones a terceros países no miembros de la Unión Europea están reguladas en el Real Decreto 1164/2001, se propone suprimir en la Disposición adicional cuarta la referencia a las mismas y regular únicamente los pagos que, en su caso, deberán afrontar las importaciones:

~~“1. En cumplimiento de lo dispuesto en la normativa comunitaria, las importaciones y exportaciones de energía eléctrica que tengan su origen o destino, respectivamente, en países terceros que no sean miembros de la Unión Europea podrán verse gravadas por una cantidad fija por el uso de la red de transporte del sistema eléctrico español.~~

~~Esta cuantía vendrá expresada en euros por megavatio/hora.”~~

7.7 Sobre la Disposición transitoria primera. Periodo transitorio de sujetos autorizados para la presentación de ofertas de compra y venta de energía en el mercado diario e intradiario.

La propuesta de Real Decreto contempla la realización de ofertas instrumentales, es decir, por la cantidad y el precio concretos indicados por el Operador del Sistema, por parte de los comercializadores y los consumidores directos. Transitoriamente, hasta que se revise el calendario de los consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, serán los comercializadores de último recurso del sistema balear quienes presentarán en el mercado diario y, en su caso, intradiario, las ofertas indicadas por el Operador del Sistema, hasta la proporción a su demanda en el sistema, y siempre que su demanda sea superior a las cantidades a programar para el intercambio de energía a través del enlace.

A este respecto, se propone aclarar esta disposición, incluyendo las siguientes modificaciones de esta disposición transitoria:

“Hasta que se revise el calendario de los consumidores con derecho a acogerse a las tarifas de último recurso serán solo los comercializadores de último recurso que estén suministrando electricidad en el sistema eléctrico balear quienes, en proporción a su demanda en el sistema balear, deberán presentar las ofertas de compra, y en su caso de venta, de energía en el mercado diario y, en su caso, intradiario, para la programación de energía a través del enlace con el sistema eléctrico peninsular, por las cantidades y precios que haya indicado el operador del sistema”.

7.8 Sobre la Disposición transitoria segunda para la adecuación de los equipos en los puntos frontera entre transporte y distribución en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

Esta Disposición transitoria segunda permite a los responsables de los puntos frontera entre transporte y distribución de los sistemas insulares y extrapeninsulares retrasar hasta el 1 de abril de 2016, la adecuación de los puntos frontera transporte- distribución a lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida.

A este respecto, esta Comisión considera conveniente adelantar la citada fecha de adecuación al 31 de diciembre de 2014, dado que, en realidad, dicha obligación ya existe desde julio de 2010, fecha en la que el resto de transportistas procedieron a transmitir sus activos de transporte al transportista único, REE. A tales efectos, se entiende necesario que por parte del agente implicado, ENDESA, se elabore, y se remita a las Administraciones competentes, un plan de actuación para la adecuación de tales fronteras, sobre el que se realizaría el oportuno seguimiento.

Asimismo, la citada disposición establece la no aplicación a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares de la Disposición adicional primera de la Orden ITC/2524/2009, por la que se establece que a partir del 1 de enero de 2011 se aplicará en el cálculo de la retribución de la distribución de las empresas distribuidoras, de

acuerdo a lo establecido en el artículo 8 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas regulado en dicha Orden.

Esta Comisión comparte lo señalado en la propuesta de Real Decreto por la que, en tanto en cuanto no se adecuen los puntos frontera entre transporte y distribución de los sistemas insulares y extrapeninsulares a lo establecido en el Reglamento de puntos de medida, no les debe ser de aplicación el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas a aplicar a la retribución de la distribución. No obstante, si la fecha de finalización del plan de adecuación de los puntos frontera se adelantase respecto a la fecha que finalmente se fije, el incentivo o penalización a la reducción de pérdidas podría aplicarse a partir del 1 de enero del siguiente año.

Por todo se propone el siguiente texto alternativo:

“Los responsables de los puntos frontera entre transporte y distribución, en cada uno de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, deberán adecuar dichos puntos frontera al cumplimiento del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, antes del ~~31 de diciembre de 2016~~ 31 de diciembre de 2014.

Hasta esa fecha no les será de aplicación lo dispuesto en 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. No obstante, si la adecuación de tales puntos frontera finalizase con anterioridad a la fecha máxima establecida, el referido incentivo o penalización para la reducción de pérdidas será de aplicación a partir del 1 de enero del año siguiente a la finalización de la adecuación de los puntos frontera.”

7.9 Sobre la Disposición transitoria tercera. Programación horaria de energía a través del enlace entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular durante el periodo de pruebas de este enlace

Dado que la operación del enlace durante el periodo de pruebas debe resultar de aplicación en el periodo afectado por la Disposición transitoria primera, deberían ser los comercializadores de último recurso los que presentaran las ofertas, y no los comercializadores y consumidores directos tal y como establece la disposición. Se propone por ello la siguiente modificación en el texto:

“A los efectos de determinar el programa horario de energía a través de este enlace durante el periodo de pruebas de dicho enlace, el Operador del Sistema comunicará, antes del cierre del periodo de recepción de ofertas en el mercado diario, a los comercializadores de último recurso ~~y consumidores directos~~ en el sistema eléctrico balear y al Operador del Mercado, las cantidades de las ofertas precio aceptantes que éstos deberán presentar en el mercado diario para la programación del intercambio de energía a través del enlace, necesario para la realización de dichas pruebas”.

7.10 Sobre la Disposición transitoria cuarta. Medidas adicionales para conseguir el cumplimiento de los objetivos previstos para 2011 en aplicación del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero

En el punto 1 se considera necesario clarificar que el derecho de cobro al que se refiere el texto propuesto para los grupos incluidos en el plan de funcionamiento diario sea establecido con respecto al precio medio resultante de las transacciones realizadas en los distintos mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y mercado intradiario, se refiere al incremento neto de programa en dichos mercados, para evitar las dificultades de determinar la energía producida de forma efectiva que se correspondería con cada uno de los incrementos de programa gestionados en cada mercado, y el cobro aplicable en relación con el correspondiente precio marginal de cada mercado.

Se propone por tanto modificar el texto propuesto de la siguiente forma:

“Los grupos incluidos en el plan de funcionamiento diario al que hace referencia el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, tendrán derecho al correspondiente coste unitario de generación con respecto al ~~al precio marginal resultante del correspondiente mercado, por los incrementos de programa producidos de forma efectiva que sean gestionados en los mercados de Gestión de Desvíos y/o Regulación Terciaria a subir, y en el mercado intradiario, siempre que los precios marginales resultantes sean iguales o superiores a sus costes variables de producción, y que el programa no supere el volumen del plan diario actualizado.~~ precio medio resultante de todas sus transacciones en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y en el mercado intradiario, aplicada al incremento neto de programa en dichos mercados producido de forma efectiva y que no supere el plan de funcionamiento actualizado diario”.

En el punto 2 se considera necesario el incluir que la obligación de ofertar a coste variable a subir en el mercado intradiario aplica hasta los valores de producción incluidos en el plan de funcionamiento diario actualizado. También conviene matizar el texto de tal forma que los agentes no estén obligados a ofertar en cualquier caso a los intradiarios, dado que podrían derivarse programas infactibles de su casación. Se propone modificar, por ello, el texto propuesto de la siguiente forma:

“Los grupos incluidos en el plan de funcionamiento diario actualizado al que hace referencia el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, estarán obligados a incorporar un precio igual a 0 €/MWh en las ofertas de energía a bajar a ~~presentar~~ presentadas en los mercados de Gestión de Desvíos y de Regulación Terciaria, y al coste variable establecido por la Secretaría de Estado de Energía, en los mercados a subir de Gestión de Desvíos, y ~~de Regulación Terciaria~~ y en los mercados intradiarios hasta los valores de producción incluidos en el plan de funcionamiento diario actualizado. ~~También estarán obligados a ofertar a coste variable a subir en los mercados intradiarios, salvo en los casos previstos en el epígrafe siguiente.~~

Adicionalmente, los Procedimientos de Operación de desarrollo de este Real Decreto deberán tener en cuenta que la obligación de oferta a subir y a bajar ha de ser compatible con las condiciones de prestación del servicio de Regulación Terciaria, respetando que sea como máximo el plan de funcionamiento diario actualizado, y que la

energía ofertada a precio variable regulado en los mercados intradiario y de Gestión de Desvíos tiene que ser la compatible con un programa factible que no provoque incumplimientos.

Tal y como se ha indicado en el capítulo anterior, se propone la eliminación del punto 3 del proyecto de Real Decreto, ya que el posible incremento de la producción en las centrales participantes en el mecanismo de solución de restricciones por garantía de suministro como resultado de la aplicación de la medida propuesta en este punto, sería ciertamente reducido, siendo sin embargo muy compleja la retribución del derecho de cobro establecido en el mismo, así como el establecimiento de la condiciones para su cobro.

~~3. La energía programada a subir en el mercado intradiario que se corresponda con rampas de acoplamiento o subida de carga hasta alcanzar un programa factible y/o con el valor de mínimo técnico de la unidad para evitar la parada de un grupo, cuando esta parada se evite de forma efectiva y no supere las tres horas, tendrá derecho al correspondiente coste unitario respecto al precio de la correspondiente sesión del mercado intradiario, siempre que no supere el volumen del plan diario actualizado. Se establecerán de forma precisa, mediante Circular de la Comisión Nacional de Energía, los criterios necesarios para definir rampas de acoplamiento y subida de carga hasta un programa factible, y para evitar las paradas de grupos.~~

Sobre esta Disposición transitoria cuarta, se han recibido algunos comentarios de agentes del Consejo Consultivo proponiendo reconocer para las centrales del anexo II la retribución regulada, no sólo por la energía prevista en el plan diario actualizado, sino también por toda la energía despachada en los diferentes mercados, que ofertando también a coste variable, pudiera superar el volumen incluido en dicho plan. A este respecto, esta Comisión considera que si bien esta medida teóricamente pudiera acelerar el cumplimiento de los objetivos, en la actualidad podría tener un impacto limitado: Cabe recordar, que a partir de las modificaciones realizadas por el Operador del Sistema en abril de 2011 introduciendo criterios de programación más ambiciosos para conseguir maximizar la producción con carbón autóctono, se está despachando en el programa diario viable provisional (una vez realizada la programación de restricciones

por garantía de suministro) entorno al 90-95% de la energía prevista en el plan diario actualizado, por lo que resultaría difícil, que al introducir esta medida, se superaran en el mercado diario estos porcentajes y además, se consiguiera sobrepasar el volumen del plan.

7.11 Sobre la Disposición final primera. Desaparición de la cuota con destino específico por extrapeninsularidad

La eliminación de la cuota debería estar acompañada de la correspondiente modificación del Real Decreto 2017/1997, a efectos de la consideración de su coste en las liquidaciones de las actividades reguladas de la CNE.

Se propone añadir un punto 5 en el apartado f del artículo 4 del Real Decreto 2017/21997:

5. Costes correspondientes a la compensación extrapeninsular

Adicionalmente, se considera necesario que esta medida sea aplicable en las liquidaciones de 2012, y no antes. Por lo tanto, se propone añadir el siguiente párrafo al principio de esta Disposición final primera:

Para los consumos posteriores al 31 de diciembre de 2011, no será de aplicación, ~~se elimina~~ el apartado 1 del punto 22 del artículo 5 del Real Decreto 2017/1997[...]

7.12 Sobre la Disposición final segunda. Modificación del Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

El artículo 4 del Real Decreto 325/2008 establece que los precios unitarios para el reconocimiento de las inversiones serán únicos para todo el territorio nacional. Esta disposición final segunda modifica esa redacción tanto en el apartado 1 como en el

apartado 2 y la Disposición adicional quinta de dicho Real Decreto, sustituyendo en la redacción territorio nacional, por territorio peninsular, de forma que se establecen dos categorías dentro de los precios unitarios, diferenciando entre peninsulares e insulares y extrapeninsulares.

Al respecto, esta Comisión considera que dicha modificación del Real Decreto 325/2008 está totalmente justificada teniendo en cuenta las especificidades derivadas de la ubicación territorial de los sistemas extrapeninsulares e insulares, las cuales hacen necesario definir unos valores unitarios de referencia distintos a los peninsulares, para los costes de inversión y de operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte para estos sistemas. Esta disposición final no resulta contraria al punto 2 del artículo 12 de la Ley 54/97, dado que la metodología de la retribución del transporte en las islas resulta ser la misma que en la península.

7.13 Sobre la Disposición final tercera. Modificación del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

La modificación propuesta en esta disposición está totalmente en línea con la disposición anterior, por lo cual esta Comisión considera necesario el establecer unos valores de referencia específicos para aquellas instalaciones de tensión inferior o igual a 220 kV que tengan la consideración de red de transporte para los sistemas insulares y extrapeninsulares.

7.14 Sobre la Disposición final cuarta. Modificación del Real Decreto 1955/2000

En relación con el contenido de la Disposición final cuarta de la propuesta de Real Decreto, relativa a la nueva redacción del artículo 74 del Real Decreto 1955/2000, se considera que la regulación de la extinción de la habilitación para actuar como comercializador es ajena al objeto propio del proyecto informado –modificaciones de la regulación del sector eléctrico necesarias para recoger los efectos sobre su gestión

técnica y económica derivados de la entrada en funcionamiento del enlace eléctrico submarino entre el sistema eléctrico peninsular y balear-. A mayor abundamiento, el proyecto de Real Decreto por el que se modifica específicamente el Real Decreto 1955/2000, actualmente en trámite y pendiente del preceptivo Informe de la CNE solicitado mediante oficio de la Secretaría de Estado de Energía de fecha 8 de septiembre de 2011, recoge precisamente la modificación de su artículo 74, en idénticos términos a los recogidos en el proyecto aquí informado.

En consecuencia, esta Comisión propone la supresión de la Disposición final cuarta del proyecto de Real Decreto informado.

~~**Disposición final cuarta.** Modificación del 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.~~

[...]

7.15 Sobre la Disposición final séptima. Entrada en vigor de la norma.

Esta disposición establece que el Real Decreto *entrará en vigor* el día siguiente de su publicación en el BOE, y *será de aplicación* a partir de la entrada en funcionamiento del enlace submarino.

Parece por tanto diseñada para una disposición que regulara exclusivamente los aspectos relativos al enlace submarino, cuando la norma finalmente acumula cambios normativos en varios terrenos regulatorios distintos de aquél, y que no tienen por qué condicionarse a la entrada en funcionamiento de la interconexión eléctrica con Baleares.

Por ello, se considera conveniente precisar, al menos, que solamente para los preceptos articulados 1 a 6 se demora la aplicación de la norma hasta la entrada en funcionamiento del enlace, y que por otra parte, la Disposición transitoria cuarta resulte de aplicación en el plazo de 10 días laborables:

“El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado y los artículos del 1 al 6 serán de aplicación a partir de la

entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear. La Disposición transitoria cuarta resultará de aplicación en el plazo de 10 días laborables.”

8 OTRAS CONSIDERACIONES

8.1 Sobre la posibilidad de utilización de la condición de ingresos mínimos por parte de las instalaciones del anexo II del Real Decreto 134/2010

De acuerdo con algunas de las alegaciones remitidas por los miembros del Consejo Consultivo, y de acuerdo con los análisis realizados por esta Comisión, desde la entrada en funcionamiento del mecanismo, se aprecia que la formación del precio del mercado diario se está viendo afectada por la obligación existente para las centrales de carbón autóctono de ofertar a un precio máximo igual al coste variable regulado. Por una parte, se detecta la existencia de horas en las que los bloques de las centrales del anexo II del Real Decreto 134/2010 resultan marginales, de tal forma que el precio del mercado diario coincide con el coste variable regulado de cada una de esas centrales en muchas horas del día, y por otra parte, se ha registrado un aplanamiento de los precios del mercado, de forma que la diferencia existente entre el precio punta-llano y el precio valle se ha reducido significativamente.

Con el fin de reducir la distorsión que el mecanismo de restricciones por garantía de suministro está suponiendo en el precio del mercado, se considera que debería introducirse en el Real Decreto 134/2010 la posibilidad de que los titulares de estas centrales tuvieran la libertad de ofertar al coste variable regulado realizando ofertas simples o utilizando condiciones complejas de ingresos mínimos. Con la utilización de la condición de ingresos mínimos, se vendría a simular, en cierta manera, - ya que se trataría de ofertas reguladas-, el comportamiento que hubieran tenido estas centrales sin la existencia del mecanismo de restricciones por garantía de suministro, ya que resultarían casadas en el mercado diario durante todo el día, cuando sus costes variables fueran superiores a sus ingresos medios en el mercado. Adicionalmente, al aumentar las posibilidades de ofertar se incrementaría la incertidumbre sobre el

comportamiento de los agentes, lo que podría proporcionar una mayor volatilidad en el precio del mercado.

En cuanto al impacto que pueda tener sobre el precio del mercado, resulta difícil predecir el resultado de la introducción de estas condiciones. No obstante, parece lógico pensar que en un entorno de precios bajos, habría un menor volumen de casación de estas centrales, ya que no casarían ningún bloque al ser retirados por ingresos mínimos, ni siquiera los bloques que actualmente consiguen vender como ofertas simples en las horas punta. En un entorno de precios más elevados puede ocurrir que resultara casada toda la energía del plan y no sólo los bloques de la hora punta, incrementando su presencia en el programa base de funcionamiento.

En general, cabría pensar que el perfil de precios recuperaría una forma más modulada según la diferencia de demanda entre horas punta y valle: en el entorno de precios actual, las centrales de costes más bajos resultarían despachadas en el Programa base de funcionamiento en todas las horas del día, lo que aportaría energía ofertada a 0 en los valles, y se reduciría la presencia en las puntas de las centrales más caras que resultan casadas únicamente en 4-6 horas al día en la actualidad, lo que permitiría posiblemente el despacho de producción más cara en esas horas, por ejemplo hidráulica.

En este sentido, cabe señalar que la CNE en su informe sobre el *“Análisis de la actuación de algunos agentes en el mercado de producción de electricidad tras la entrada en vigor del real decreto 134/2010”* de 24 de marzo de 2011, indicó que *“Si de acuerdo con la exposición de motivos del Real Decreto 134/2010, el diseño del mecanismo de garantía de suministro estuviera diseñado para provocar el menor impacto económico posible, podría considerarse que la utilización de la condición de ingresos mínimos estaría evitando la casación intermitente de sus centrales a lo largo del día, y que por tanto, se estaría manteniendo el mismo despacho económico que resultaba antes de la entrada en funcionamiento del mecanismo de restricciones por garantía de suministro”*. No obstante, también se señaló en ese informe que si bien el Real Decreto 134/2010 no prohibía expresamente la utilización de la condición de

ingresos mínimos, una interpretación rigurosa de dicha norma, llevaba a la conclusión de que tal opción no era posible.

En consecuencia, se considera conveniente, que se incluyan en la Disposición transitoria cuarta del Proyecto, las modificaciones que se indican a continuación del punto 3 del anexo II del Real Decreto 134/2010:

“Anexo II. 3. Metodología de cálculo de los precios de retribución de la energía.

3.1 Los precios de retribución de la energía de las centrales obligadas a participar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro se corresponderán con el coste unitario de generación del grupo para una producción anual correspondiente al volumen máximo de producción anual programable por garantía de suministro.

Para dar cumplimiento a lo establecido en el punto 3 del artículo único del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, los titulares de las centrales que estén incluidas en el plan de funcionamiento actualizado para la resolución de restricciones por garantía de suministro podrán presentar al mercado diario la “Condición compleja de ingresos mínimos”, sin otras condiciones complejas adicionales, con las siguientes características:

- *El término variable de la oferta será el coste variable regulado EUR/MWh.*
- *El término fijo será igual a a 0 €.*
- *El primer bloque de energía corresponderá al plan semanal de funcionamiento actualizado se ofertará a 0 EUR/MWh.*

En el caso de que no se utilice esta Condición compleja, el primer bloque de energía corresponderá al menos al plan semanal de funcionamiento actualizado y se ofertará al coste variable regulado EUR/MWh.

A las centrales incluidas en el Anexo II del R.D. 134/2010 no les serán de aplicación las condiciones de los párrafos segundo y tercero de la regla 28.1.2.2¹³ de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica, cuando se encuentren incluidas en el plan de funcionamiento actualizado.

Se debería modificar el texto del punto 3 del anexo II, de la manera siguiente:

“Cuando alguna de estas centrales obligadas a participar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro resulte programada en el mercado diario y el volumen máximo de producción anual programado no haya sido alcanzado, generará una derecho de cobro, o en su caso una obligación de pago, por la diferencia entre el precio del mercado diario y el coste regulado, por la energía programada dentro del plan de funcionamiento actualizado.

~~Si el precio horario final resultante en el mercado diario es superior al coste unitario regulado, en estas horas, la energía producida generará una obligación de pago del titular de la central en el proceso de liquidación de las restricciones por garantía de suministro, con cargo a los pagos por capacidad, por la diferencia entre el precio del mercado diario y el coste regulado.~~

~~Si el precio horario final resultante en el mercado diario es superior al coste variable regulado de una central, pero inferior al coste unitario regulado de la central, en estas horas, la energía producida generará un derecho de cobro del titular de la central en el proceso de liquidación de las restricciones por garantía de suministro, con cargo a los pagos por capacidad, igual al producto de la energía producida en estos casos por la diferencia entre el coste unitario regulado de la central y el precio del mercado diario.”~~

¹³ En el caso de que se presenten ofertas, para cada unidad de venta, con más de doce tramos a precio cero, no se podrá incluir en la oferta la condición de ingresos mínimos.
La condición de ingresos mínimos no podrá ser tal que el ingreso solicitado supere en más de un 100% al ingreso resultante de la aceptación completa de la oferta al precio ofertado.

Por último, dado que el Consejo de la Comisión acordó en su sesión del 22 de junio de 2011 la apertura de un expediente informativo para analizar las causas que están motivando la escasa modulación de los precios en el mercado diario, no es de descartar que en el futuro se realicen nuevas propuestas de mejora del mecanismo, a la vista del resultado del mencionado expediente.

8.2 Necesidad de publicar la Resolución por la que establece los criterios de las auditorías para la realización de la liquidación definitiva de las centrales del anexo II

Finalmente, cabe recordar en relación con la liquidación definitiva que debe hacer la CNE de las centrales del anexo II del Real Decreto 134/2010, que las empresas propietarias de las centrales incluidas en dicho anexo deberán presentar una segregación de las cuentas para cada una de estas centrales con el suficiente detalle para que la Comisión Nacional de Energía pueda determinar todos y cada uno de los parámetros en la metodología que se establece en el apartado 3.2 de ese anexo. A estos efectos la Comisión, en su informe 32/2010, realizó una propuesta de Resolución de la SEE¹⁴, estableciendo los criterios para llevar a cabo dichas auditorías, cuya publicación se considera precisa a efectos de poder realizar dicha liquidación en julio de 2011.

¹⁴ Informe 32/2010 de la CNE sobre la propuesta de Resolución por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2010 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro. Anexo I: Propuesta de resolución por la que se establecen los criterios para la realización de auditorías de las centrales que participan en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro

9 ERRATAS

Se han identificado las siguientes erratas en la propuesta:

En el Anexo, Apartado 5. *Cierre de energía*, falta la letra e en la fórmula de después del tercer párrafo:

Donde dice:

$$\sum_e (e,h,j) + \sum_{ta} \sum_{nt} MPFC_{c,nt,ta} + PRTD (h,j) = 0$$

Debe decir:

$$\sum_e \mathbf{e}(e,h,j) + \sum_{ta} \sum_{nt} MPFC_{c,nt,ta} + PRTD (h,j) = 0$$

ANEXO I. Efectos de la interconexión península – Baleares sobre el coste de generación en el sistema eléctrico balear

Debido al cumplimiento de la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, las islas de Mallorca e Ibiza tiene acceso a gas natural, mediante un gasoducto, puesto en servicio en octubre de 2009.

Cuadro 1. El estado de la reconversión al uso de gas natural en Baleares, julio 2011

SEIE	Grupo	Tecnología	Combustible	Pot. nom. neta afectada (MW)	Previsiones de reconversión en JULIO 2011 (REE + ENDESA)	
				s/ julio 2011		
MALLORCA	SREU_CC1 (TG5)	CC	Gasoil	48,7	finalizado (oct 2010)	
	SREU_CC1 (TG6)	CC	Gasoil	48,7	finalizado (oct - dic 2010)	
	SREU_CC1 (TG7)	CC	Gasoil	48,7	finalizado (may - jun 2010)	
	SREU_CC1 (TV8)	CC	Vapor agua	<58>	-	
	<i>Son Reus CC1</i>			146,1		
	SREU_CC2 (TG9)	CC	Gasoil	63,3	en curso (abr - jul 2011)	
	SREU_CC2 (TG10)	CC	Gasoil	63,3	en curso (may - jul 2011)	
	SREU_CC2 (TV11)	CC	Vapor agua	<63,3>	-	
	<i>Son Reus CC2</i>			126,6		
	CTRE_CC1 (TG1)	CC - T.Gas	Gasoil	71,0	finalizado (mar - abr 2011)	
	CTRE_CC1 (TG2)	CC - T.Gas	Gasoil	71,0	finalizado (nov 2010 - feb 2011)	
	CTRE_CC1 (TV3)	CC - T.Vapor	Vapor agua	<72,5>	-	
	<i>Cas Tresorer CC1</i>			142,0		
	CTRE_CC2 (TG4)	CC - T.Gas	Gasoil	71,0	finalizado (sep - nov 2010)	
	CTRE_CC2 (TG5)	CC - T.Gas	Gasoil	71,0	finalizado (sep - nov 2010)	
	CTRE_CC2 (TV6)	CC - T. Vapor	Vapor agua	<75>	-	
	<i>Cas Tresorer CC2</i>			142,0		
	Total Mallorca				556,7	
Total Mall. reconv.				430,1		
IBIZA	IBIZ-MAN3	MCI	Fueloil	17,4	en curso (abr - jul 2011)	
	IBIZ-MAN4	MCI	Fueloil	17,4	reconv. futura (sep - dic 2011)	
	IBIZ_TG5	T. Gas	Gasoil	23,0	finalizado (jun 2011)	
	IBIZ_TG6A	T. Gas	Gasoil	24,3	finalizado (may - jun 2011)	
	Total Ibiza				82,1	
	Total Ibiza reconv.				47,3	
Total potencia a reconvertir				638,8		
Total potencia reconvertida				477,4		

Fuente: REE (abril 2010): *Adecuación de las unidades de generación del SEIE Balear al uso del gas natural* y REE (julio 2010): *Estimación del ahorro económico por el uso del Gas natural en el Sistema Eléctrico Balear, Año 2009; Informes de noviembre 2010 de REE y ENDESA. Informes de REE y de ENDESA entregados en julio 2011*

Nota: Los grupos con (*) no figuran como grupos sujetos a la reconv. en los escenarios de operación realizados por REE en el mes de julio 2010. (**) s/ REE, jul-10. (***) fechas previstas. (****) La potencia nominal neta afectada según el Informe de REE de julio 2011 es diferente: IBIZ_TG5 23,00 MW, IBIZ_TG6A 24,3 MW.

Los grupos a reconvertir al uso de gas natural representan en total 556,7 MW en Mallorca y 82,1 MW en Ibiza, según los últimos informes de REE y de Endesa emitidos a la CNE en julio 2011. En total, hasta julio 2011, 430 MW han sido reconvertidos al uso de gas natural en Mallorca y 47

MW en Ibiza, además 3 grupos se encuentran en obras (Mallorca: 2 grupos con 126,6 MW de potencia instalada neta afectada; y Ibiza: 1 grupo de 17,4 MW de potencia instalada neta), y 1 grupo (Ibiza: 1 grupo de 17,4 MW de potencia instalada neta) se reconvertirá después de la punta de verano con fecha prevista de terminación en diciembre 2011. El cuadro 1 resume el estado actual de las obras de reconversión.

Con el fin de cuantificar los efectos de la reconversión a gas natural y la puesta en funcionamiento de la interconexión entre la península y el sistema Mallorca y Menorca, se ha realizado un estudio comparativo entre la explotación real (despacho real DR) y las dos hipótesis siguientes:

H1: Toda la generación que pudiera producirse con gas natural se simula al precio medio de la generación real con gas natural del mes en curso.

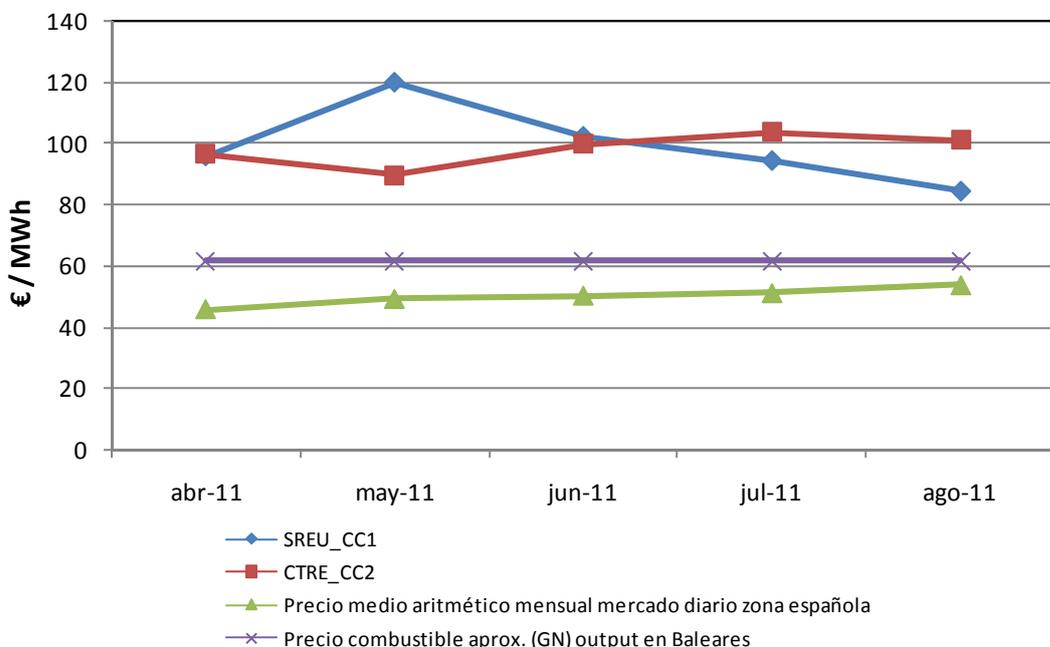
H2: Adicionalmente al H1, se considera que el 20% de la demanda de Mallorca-Menorca se consigue a través del enlace Península-Baleares al precio del MIBEL del mes en curso.

Adicionalmente, se han considerado las siguientes suposiciones:

- 1.) El período del estudio es de abril – agosto 2011, en donde en los meses de abril y mayo se aplican las medidas (m+3) y en junio – agosto las liquidaciones (m+1). Se ha elegido este período debido a que los costes de combustible de gas natural provisionales para el primer semestre de 2011 fueron publicados en el BOE el 06/06/2011 (aplicados para los meses abril – julio 2011 en el estudio), mientras para el segundo semestre 2011 los mismos valores provisionales se publicaron el 03/08/2011 (aplicado para el mes de agosto).
- 2.) La energía generada por los grupos de Menorca no se ha sustituido por energía más económica, dado que se trata de generación necesaria por restricciones de la red.
- 3.) Las centrales de Son Reus CC1 y Cas Tresorer CC2 son ciclos combinados que han sido reconvertidos a gas natural durante 2010, sin embargo la planta Cas Tresorer CC2 fue programado con combustible de gas natural a partir de finales de marzo 2011. El ciclo combinado Cas Tresorer CC1 fue declarado disponible para programar con gas natural por el propietario el día 17/06/2011.
- 4.) Para simular el precio de la energía supuesta transfería por el enlace se ha cogido el precio medio aritmético mensual del mercado diario en la zona española para el período del estudio.

Suponiendo que los grupos de los ciclos combinados serían los grupos marginales en el despacho económico en el subsistema MALMEN, sus costes variables mensuales permiten una comparación sobre la diferencia de magnitud de costes con respecto a los precios de mercado diario en la península. Esta comparación se presenta en el gráfico 1.

Grafico 1. Evolución mensual del coste variable de las centrales de Son Reus (SREU) y de Cas Tre Soler (CTRE) utilizado en el despacho del Operador del Sistema junto con el precio del mercado peninsular



Los resultados de las simulaciones se presentan en el siguiente cuadro. Como se observa el ahorro mensual del enlace península – Baleares oscila entre 3,6 y 4,6 millones de euros con respecto al despacho real y suponiendo que todos los grupos que se van a reconvertir a gas natural han utilizado dicho combustible en el estudio.

Cuadro 2. Resultados de las simulaciones

Mes	Coste Variable (M€)				Ahorro económico (M€)		
	Energía (GWh)	Despacho Real (DR)	Hipótesis 1 (H1)	Hipótesis 2 (H2)	H1 frente DR	H2 frente H1	H2 frente DR
abr-11	316,9	24,4	22,2	18,3	2,2	3,9	6,1
may-11	367,4	26,4	23,8	20,2	2,6	3,6	6,2
jun-11	391,3	28,0	26,0	22,0	2,0	4,0	5,9
jul-11	462,0	32,6	31,2	26,6	1,4	4,6	6,0
ago-11 (*)	491,6	38,5	36,8	32,7	1,7	4,2	5,9
Total	2029,3	149,9	140,0	119,8	9,9	20,2	30,1

(*) Los costes de la liquidación del mes de agosto 2011 corresponden a los aprobados en la Resolución de 27/07/2011, superiores a los costes de meses anteriores, correspondientes a la Resolución de 27/05/2011

Adicionalmente cabe señalar que

- 1) Los costes variables de los grupos en Baleares sólo incluyen el coste variable del combustible principal; sin embargo, en el caso de considerar los costes de los combustibles auxiliares cuando se apruebe el P.O de mezcla de combustibles, el coste variable se modificaría;
- 2) Los costes de combustible aplicados en el despacho son costes provisionales que se establecen *a priori* semestralmente en enero y julio de cada año, y posteriormente se revisan con un decalaje de medio año. Por tanto, no son comparables con los costes de combustibles incurridos por los grupos que ofertan en MIBEL;
- 3) Los costes de emisiones de CO₂ se reconocen a los productores en los SEIE en la liquidación definitiva de cada año, por tanto los análisis realizados en este anexo no incorporan estos costes,
- 4) Hay que tener en cuenta que en los SEIE, además de los costes variables, las centrales perciben la retribución de sus costes fijos a través de los pagos por garantía de potencia.