



Comisión  
Nacional  
de Energía

**INFORME 8/2012 SOLICITADO POR LA SEE  
SOBRE LA PROPUESTA DE REE DE  
MODIFICACIÓN DE LOS  
“PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL  
SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR (SEP)”  
Y DE MODIFICACIÓN DE LOS  
“PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE  
LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES  
Y EXTRAPENINSULARES (SEIE)”, SEGÚN  
SE ESTABLECE EN LA DA2ª DEL REAL  
DECRETO 1623/2011, DE 14 DE  
NOVIEMBRE**

26 de abril de 2012

**INFORME 8/2012 SOLICITADO POR LA SEE SOBRE LA PROPUESTA DE REE DE MODIFICACIÓN DE LOS “PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR (SEP)” Y DE MODIFICACIÓN DE LOS “PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES (SEIE)”, SEGÚN SE ESTABLECE EN LA DA2ª DEL REAL DECRETO 1623/2011, DE 14 DE NOVIEMBRE.**

En el ejercicio de las funciones referidas en el apartado Tercero.1 de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 26 de abril de 2012, ha acordado emitir el siguiente

## **INFORME**

### **0. RESUMEN Y CONCLUSIONES**

La Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha solicitado a la Comisión Nacional de Energía (CNE) informe sobre la propuesta de Red Eléctrica de España, S.A. (REE), en su calidad de Operador del Sistema (OS), de *modificación de los “Procedimientos de Operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP)” y de modificación de los “Procedimientos de Operación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE)”*, según se establece en la DA2ª del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre.

Los motivos principales de la propuesta son la adaptación de los Procedimientos de Operación (P.O’s) a lo dispuesto en el citado Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, y contemplar los nuevos horarios del proceso de programación de la

generación necesarios para el acoplamiento del MIBEL con el mercado europeo, aparte de otras mejoras y modificaciones derivadas la normativa vigente.

Con carácter previo, se ha de recordar que el Consejo de Reguladores del Mercado Ibérico de Electricidad (CR MIBEL), celebrado el día 28 de noviembre de 2011 en Madrid bajo la Presidencia de la CNE, refrendó el compromiso de los reguladores, en estrecha cooperación con el Operador del Mercado Ibérico (OMI) y los operadores de los sistemas portugués y español -REN y REE-, para ultimar las actuaciones precisas a fin de que el MIBEL esté en disposición de acoplarse con los mercados de la región Noroeste de Europa (North-West Europe, NWE, que agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia) antes de fin de 2012.

La CNE considera que el nuevo horario de cierre del mercado diario del MIBEL es un paso clave y necesario para lograr un acoplamiento progresivo del mercado regional ibérico con otros mercados regionales y, finalmente alcanzar el objetivo final europeo: integración de todos los mercados eléctricos regionales en un único mercado.

A lo largo del presente Informe se describen los cambios propuestos en los P.O.´s objeto de modificación, se sintetizan los comentarios realizados por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, y se formulan una serie de consideraciones a tener en cuenta con el fin de mejorar la propuesta remitida, entre las que cabe destacar:

- *‘Transportista único’*. Varios de los procedimientos sometidos a informe (tanto de los relativos al sistema eléctrico peninsular como de los relativos a los SEIE) contienen una propuesta de modificación en el apartado “Ámbito de Aplicación”, consistente en sustituir la actual referencia a *“Las empresas propietarias u operadoras de instalaciones pertenecientes a la red de transporte”* por la indicación concisa de *“Transportista único”*. Tal modificación se considera no adecuada ya que parece excluir de la obligatoriedad de los

PO's a los distribuidores que excepcionalmente sean titulares de una instalación de transporte. Además, la condición de "transportista único" del gestor de la red de transporte resulta establecida en norma de rango superior. Se sugiere, por tanto, mantener la redacción vigente.

- *'Mecanismo excepcional de resolución'*. En varios de los PO's sometidos a informe, en el apartado "*Mecanismo excepcional de resolución'*", esta Comisión considera que debe reducirse al máximo la posibilidad de que, al amparo de la expresión "*decisión que considere más oportuna*" puedan ejecutarse actuaciones discrecionales del Operador. Debe resultar justificada la causa que está en el origen de la situación y la justeza y razonabilidad de la decisión adoptada en atención a criterios y prioridades que, hasta donde sea posible, deberían resultar expresos en el texto de los PO's.
- Con carácter general, los efectos de la entrada en servicio del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear no se pueden extender a otro tipo de enlaces, por su especificidad, singularidad y transitoriedad. En consecuencia, se considera necesario que todas las referencias a "los enlaces eléctricos que conectan los SEIE con el SEP" que figuren en los PO's se sustituyan al "enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear", adaptando en coherencia su redacción.
- En el P.O. SEIE-2.3 "Programación del intercambio de energía por los enlaces eléctricos que conectan los SEIE con el SEP", se debe especificar que este P.O. no debe referirse de forma genérica a los enlaces eléctricos entre las islas y la península, sino al enlace definido en el Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, entre Mallorca y la Península. Asimismo, el P.O. debería contemplar en su 'Objeto' y 'Ámbito de aplicación' a los agentes previstos en el mencionado Real Decreto, incluyendo lo dispuesto en su disposición transitoria primera, donde se establece que, transitoriamente, sólo los Comercializadores de Último recurso (CUR) tienen la obligación de adquirir energía en el mercado

a efectos de suministrar a la isla de Mallorca, en las cantidades y precios determinados por el OS.

- Con respecto al P.O. SEIE-1 “Funcionamiento de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares” y al P.O. SEIE-7.1 “Servicio complementario de regulación primaria”, esta Comisión considera que debe maximizarse la energía que pueda transitar por el cable península - Baleares, por el ahorro económico que supone para el consumidor de electricidad. Así, por una parte, se considera que la contingencia N-1 asociada al enlace, debería suprimirse, dado que en estos sistemas ya se cuenta con una reserva que se cuantifica en el doble del valor del grupo de mayor tamaño, sin perjuicio de que ésta se pudiera llegar a incrementar para contemplar una contingencia en el enlace. Por otra parte, *no* debe reservarse capacidad en el enlace para su uso como regulación, ya que es prioritario asegurar que toda la capacidad comercial disponible sea utilizada para el intercambio de energía. La CNE se remite a su informe 27/2011, de 22 de septiembre de 2011, en el que propuso la realización, por parte del OS, de un estudio técnico-económico para maximizar la capacidad comercial de la interconexión Península-Mallorca cuyo objeto ha de ser la minimización del coste de explotación del sistema Mallorca-Menorca.

Por último, se debería incluir en el P.O. SEIE-1 una remisión a los criterios de explotación previstos en el artículo 4.3 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, en los que se incluye la minimización de los costes de generación y de *provisión de reserva*, preservando la seguridad del suministro.

- En el P.O. 3.1 “Programación de la generación”, es conveniente recalcar la importancia de que exista una correspondencia transparente y unívoca para las unidades de generación en régimen especial entre el código CIL empleado en las liquidaciones de la CNE y el código UFI empleado con carácter general por el OS para codificar las instalaciones de generación.

- También en el P.O. 3.1, en línea con lo indicado en relación con el ‘Mecanismo excepcional de resolución’, deben eliminarse por seguridad jurídica los cambios por los que el OS se habilita a sí mismo para que, si se detectasen circunstancias no previstas en el P.O., pudiera adoptar criterios específicos aplicables a la definición de unidades de programación.
- El en el P.O. 14.4 “Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema”, debe tenerse presente, en relación con las unidades programadas en aplicación del RD 134/2010 (restricciones por garantía de suministro) que no tiene sentido que se reconozca en el precio de retribución, una recompra en el mercado intradiario a un precio superior al coste variable regulado, porque se tendría un coste neto para el consumidor sin que se produzca el consumo de carbón autóctono.
- Esta Comisión considera que las modificaciones incluidas en la propuesta para contemplar el nuevo horario de cierre del mercado diario del MIBEL es un paso clave y necesario para lograr un acoplamiento progresivo del mercado regional ibérico con otros mercados regionales y, finalmente alcanzar el objetivo final europeo: integración de todos los mercados eléctricos regionales en un único mercado. Sin perjuicio de lo anterior, los horarios y plazos de la programación deben adecuarse a la integración del recientemente publicado P.O 3.9. “Contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir”. Sin embargo, esto no debería retrasar la publicación del resto del contenido de la propuesta de P.O, para permitir la entrada en funcionamiento del cable de Baleares.

## 1. OBJETO Y ANTECEDENTES

Este informe responde al oficio de la SEE (ANEXO I) con entrada en el registro general de la CNE a fecha 26 de enero de 2012, por el que solicita a esta Comisión la emisión de informe sobre la propuesta de modificación planteada por REE, en su calidad de OS, de los “*Procedimientos de Operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP)*” y de modificación de los “*Procedimientos de Operación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE)*”, según se establece en la

*DA2<sup>a</sup> del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre*, de conformidad con lo dispuesto en punto 1 del apartado tercero de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y tal y como establece el artículo 31 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción eléctrica. .

La modificación de los Procedimientos de Operación del SEP y de los SEIE –estos últimos incluyen el nuevo P.O. SEIE-2.3 “Programación del intercambio de energía por los enlaces eléctricos que conectan los SEIE con el SEP”– se justifica por su adaptación al antedicho Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico, a la nueva hora de cierre del Mercado Diario MIBEL a las 12:00 horas CET y a otros desarrollos normativos.

Como paso previo al envío oficial de la propuesta de modificación a la SEE, y de acuerdo con lo establecido en la Disposición Adicional Tercera del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, con fecha 28 de diciembre de 2011, el OS puso la misma a disposición de los representantes de los sujetos del mercado definidos en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, con objeto de recibir comentarios a su contenido. Dichos comentarios, así como las correspondientes respuestas del OS en las que valora y justifica los motivos de aceptación o rechazo de los mismos, forman parte de la documentación recibida.

La propuesta de modificación que se informa fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad con fecha 22 de febrero de 2012; en el ANEXO 2 se resumen los comentarios recibidos, que han sido recopilados como ANEXO 3.

## **2. DESCRIPCIÓN DE LAS PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DEL SEP Y DE LOS SEIE**

### **2.1 Descripción del nuevo Procedimiento de Operación SEIE- 2.3 “Programación del intercambio de energía por los enlaces eléctricos que conectan los SEIE con el SEP”**

Este P.O. tiene por objeto establecer la forma de programación del intercambio de energía en los enlaces eléctricos entre los SEIE y el SEP en los distintos horizontes de programación, así como la metodología para la adquisición de energía en el Mercado Ibérico de producción de energía eléctrica (MIBEL) y su incorporación en la cobertura de la demanda de los SEIE. Aplica al OS, a los comercializadores y consumidores directos y a los generadores que participen en el despacho económico de los SEIE conectados con el SEP.

Los apartados cuarto, quinto y sexto de la propuesta de este P.O. se refieren a la previsión de cobertura de la demanda con diferentes horizontes temporales (anual, semanal y diario, respectivamente) que elaborará el OS teniendo en cuenta la capacidad comercial máxima de la Interconexión Península – Mallorca (IPM). Las previsiones deberán cumplir los criterios de garantía y calidad de suministro prescritos en los procedimientos de operación y las restricciones técnicas pertinentes. Las previsiones de cobertura de la demanda contemplarán el programa de intercambio de energía máximo admisible por los enlaces eléctricos que conectan los SEIE con el SEP, en condiciones normales y ante una situación de emergencia en los SEIE, respetando los criterios de seguridad establecidos.

En el apartado séptimo se describe la programación del mercado intradiario en el caso de que el despacho económico realizado en la programación diaria se viera sensiblemente alterado por causas tales como la comunicación de indisponibilidades de los enlaces con el SEP, y/o identificación de restricciones técnicas, y/o la comunicación de indisponibilidades de unidades de producción, entre otras.

Además, el OS en su programación horaria, determinará las cantidades y precios que cada comercializador y consumidor directo tiene que presentar en sus ofertas tanto en el mercado diario como en el intradiario, de forma proporcional a su cuota de demanda.

El apartado octavo establece la resolución de desajustes en el programa de intercambio de energía en los enlaces eléctricos SEIE-SEP en tiempo real, y el apartado noveno, la manera en que el OS realizará la comunicación de la programación anual, mensual y diaria, tal y como establece el P.O. SEIE 2.2 “Cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico”, con detalle del programa de intercambio de energía máximo admisible en condiciones normales por los enlaces desde el SEP a los SEIE. Finalmente, el apartado décimo dispone un mecanismo excepcional de resolución por el cual el OS podrá adoptar las decisiones de operación que considere oportunas, justificando sus actuaciones a posteriori ante los agentes afectados y ante la CNE, en el caso de que, por causa justificada, no sea posible establecer la programación de intercambio de energía mediante los mecanismos previstos en el P.O.

## ***2.2 Descripción de las modificaciones propuestas en otros Procedimientos de Operación del SEP***

Con motivo de la publicación del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, REE ha elaborado propuesta de modificación de los siguientes Procedimientos de Operación del SEP:

- P.O.-3.1 Programación de la generación.
- P.O.-3.2 Resolución de restricciones técnicas.
- P.O.-9 Información intercambiada por el Operador del Sistema.
- P.O.-14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

Se recogen también aquí los cambios necesarios para contemplar los nuevos horarios del proceso de programación de la generación que serán de aplicación una vez se establezca como hora de cierre del Mercado Diario MIBEL las 12:00 horas CET, además de otras mejoras y modificaciones, derivadas de su adaptación a la siguiente normativa vigente:

- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.
- Resolución de 1 de junio de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establece el protocolo estándar a utilizar por los agentes para su comunicación con los centros de control del operador del sistema para el sistema peninsular.
- Resolución de 1 de diciembre de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema 4.0 “*Gestión de las Conexiones Internacionales*”.

El P.O. 9 “Información intercambiada por el Operador del Sistema”, fue objeto de una propuesta de modificación previa, con motivo de la revisión del P.O. 7.5 *Servicio Complementario de Control de Tensión en el Sistema Eléctrico Español aplicable al Régimen Especial*, encontrándose actualmente ambos en su fase final de tramitación.

### **Justificación de los cambios propuestos en el P.O. 3.1 “Programación de la generación”**

- Se propone ampliar el contenido del apartado 12.1 para recoger los criterios a considerar para la definición de las unidades de producción de régimen especial, incluyéndose la identificación de dichas unidades mediante el código CIL (Código de la Instalación a efectos de la Liquidación).

- Se propone incluir en el apartado 1 del Anexo II, 'Unidades de programación localizadas en el SEP español', un nuevo párrafo h) para contemplar la definición de las unidades de programación correspondientes a la compra de energía en el SEP por los sujetos del sistema eléctrico balear autorizados para la integración en el mercado de la energía programada a través del enlace entre ambos sistemas.
- Se propone modificar los apartados d), e) y f), y añadir un nuevo apartado g), en el punto 2 del citado Anexo II, para su adaptación al RD 1565/2010, de 19 de noviembre y para tener en cuenta el precio de los redespachos de energía asociados a la aplicación de limitaciones de programa por seguridad del sistema de las unidades que eligen la opción de venta a tarifa que se establece en el P.O. 3.2 SEP. Los apartados d) e) y f) definen las unidades de programación de venta de energía con objeto de considerar la posibilidad de agregación de las instalaciones de producción de régimen especial y su carácter gestionable o no. El nuevo apartado g) define separadamente las unidades de programación correspondientes a las instalaciones de producción de régimen especial durante el periodo de pruebas así como a las instalaciones que tienen suspendido temporalmente su régimen económico específico.
- Se proponen las modificaciones necesarias para contemplar los nuevos horarios del proceso de programación de la generación que serán de aplicación una vez se establezca oficialmente como nueva hora de cierre del Mercado Diario MIBEL las 12:00 horas CET.

### **Justificación de los cambios propuestos en el P.O. 3.2 “Resolución de restricciones técnicas”**

- Se propone modificar el apartado 3.4.1.1.5.2, 'Solución de restricciones mediante la reducción de la energía programada en el PDBF', para contemplar un posible orden de precedencia en la reducción de programas adicional al previsto en el P.O., “cuando está establecido en normativa de rango superior” y, en particular,

en el artículo 6 y en la Disposición Transitoria Primera del Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre.

- Se propone ampliar el contenido del apartado 1.3.3 del Anexo I, para contemplar, que el OS liquidará los redespachos de energía asociados a la aplicación de limitaciones de programa por seguridad del sistema sobre instalaciones del régimen especial que hayan elegido la opción de venta a tarifa al precio instrumental del mercado diario, siendo esta liquidación del OS posteriormente regularizada por la CNE, de acuerdo con lo establecido en el artículo 30.1 del RD 661/2007 y en la Circular 4/2009 de la CNE.
- Se propone sustituir las horas expresamente indicadas en este procedimiento de operación, por referencias a los horarios establecidos en el P.O. 3.1 “Programación de la generación”, para evitar que este procedimiento se pueda ver afectado por posibles futuros cambios en el proceso de programación de la generación.

#### **Justificación de los cambios propuestos en el P.O. 9 “Información intercambiada por el Operador del Sistema”**

- Se propone modificar los apartados 5.9.1 y 5.9.2 para incorporar la información a publicar por el OS en tiempo real y diaria, respectivamente, en relación con la programación de energía a través del enlace entre el SEP y el sistema eléctrico balear, de acuerdo con el Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre.
- Para dar cumplimiento a la observación recogida en el Punto 4 del apartado de Conclusiones del Informe 23/2011 de la CNE y contemplar en esta propuesta de modificación del P.O. 9 lo establecido en el punto 4 del artículo 1 del Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se establecen nuevas obligaciones para el envío de telemidas y la adscripción a centros de control para las instalaciones de régimen especial, se han introducido algunas modificaciones en los siguientes apartados:

- 7.1 *“Centro de control de instalaciones de producción”*.  
 Se regula la adscripción de las instalaciones de régimen especial a un centro de control de generación, y la forma de realizar esta función para que el operador del sistema, como interlocutor, reciba la información en tiempo real de las instalaciones.
  
- Anexo II *“Información que se enviará al OS en tiempo real”*, apartado *“Instalaciones eólicas, fotovoltaicas y en general todas aquellas instalaciones de producción cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente a red. Medidas”*  
 (Nuevo Título *“Instalaciones de generación en régimen especial a las cuales les es de aplicación el apartado 7.1.”*, y cambios en su contenido).
  
- Anexo II *“Información que se enviará al OS en tiempo real”*, apartado *“Régimen especial síncrono conectado directamente a la red. Medidas”*.  
 (Nuevo Título *“Instalaciones de generación en régimen especial a las cuales les es de aplicación el apartado 7.2.”*, y cambios en su contenido).

Se crean además, dos nuevos apartados:

- Apartado 7.2 *“Envío de teledatas de instalaciones de producción menores o iguales a 10 MW que no formen parte de una agrupación mayor de 10 MW”*.
  
- Apartado 7.5.2 *“Criterios de validación de calidad de teledatas de potencia activa de generación recibidas en tiempo real”*.
  
- Otras propuestas de cambio y mejora.
  - Cambio de las referencias a *“los transportistas”* por *“el transportista único”*

- Inclusión de obligación de envío de información al OS en el apartado 8. Según la obligación que atribuye al OS el punto séptimo de la Circular 4/2009, de 9 de julio, de la CNE que regula los procedimientos del sistema de liquidación de la prima equivalente, se incluye en el apartado 8 de la propuesta de P.O. la obligación de envío al OS, por parte de distribuidores y del transportista único, del listado de agrupaciones de instalaciones de régimen especial conectadas a sus redes.
- Publicaciones de previsiones de capacidad de intercambio; en particular, la modificación introducida en el apartado 5.9.8 precisa que las publicaciones de las previsiones anuales de capacidad tengan resolución horaria.
- Se amplía el desglose por tecnologías del régimen especial; en el apartado 5.9.3, se contempla la siguiente desagregación: régimen especial hidráulico, térmico no renovable. térmico renovable, eólico, solar fotovoltaico, solar termoeléctrico, y otras renovables (geotérmico, undimotriz, mareomotriz,...).
- Mejoras para precisar las condiciones de adscripción de instalaciones a centros de control.

#### **Justificación de los cambios propuestos en el P.O. 14.4 “Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema”**

- Se propone la incorporación de un nuevo apartado (el 16) para incluir la liquidación de las unidades de programación de energía en el enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre.
- Se propone la incorporación de un nuevo apartado (el 4.1.6.4) para incluir la liquidación del incremento neto de programa establecido en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y mercado intradiario, de acuerdo con lo establecido en el punto 3 del anexo II del RD 134/2010, según la redacción dada por la Disposición Final Quinta del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre.

- Sin relación con el repetido Real Decreto 1623/2011, el OS considera no obstante urgente resolver la situación anómala que se viene observando desde 2010 por la que algunos comercializadores no adquieren energía en varias horas del mes de forma reiterada, pese a existir consumo de sus clientes. Se propone incluir, en las liquidaciones provisionales sin cierre de medidas, la liquidación de un desvío provisional a los comercializadores por la energía no adquirida, con el fin de evitar que esta energía se liquide provisionalmente al resto de comercializadores durante los ocho meses que transcurren hasta que se dispone del consumo medido de sus clientes publicado en el cierre de medidas. A este respecto se propone modificar el apartado 13.2.d '*Medida en barras de central de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos*'.

### **2.3 Descripción de los restantes Procedimientos de Operación de los SEIE objeto de modificación**

Con motivo de la publicación del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, REE también ha elaborado propuesta de modificación de los siguientes procedimientos de operación de los SEIE.

- P.O. SEIE-1 "Funcionamiento de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares".
- P.O. SEIE-2.2 "Cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico".
- P.O. SEIE-3.1 "Programación de la generación en tiempo real".
- P.O. SEIE-7.1 "Servicio complementario de regulación primaria".
- P.O. SEIE-7.2 "Servicio complementario de regulación secundaria".
- P.O. SEIE-8.2 "Criterios de operación".
- P.O. SEIE-9 "Información a intercambiar con el operador del sistema".

Con carácter general, los cambios relacionados con el Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, atañen a:

- Introducción de referencias a ‘interconexiones con otro sistema eléctrico’ donde antes se hablaba solo de ‘interconexiones entre islas’ o bien se omitía tal referencia.
- Incorporación de los comercializadores en el ‘Ámbito de aplicación’ de algunos P.O.’s donde su concurso no era relevante antes de la existencia de un enlace SEP-SEIE.
- Extensión de la referencia a las 14 horas –en relación con los plazos establecidos para la realización de la programación diaria– por una más amplia referida a la hora límite establecida para la publicación del PVDP (en el contexto de la variación de hora de cierre del mercado diario).
- Referencias al nuevo P.O. 2.3 allí donde es necesario.

Asimismo, esta propuesta de modificación de los procedimientos de operación SEIE recoge otras mejoras y modificaciones, así como cambios derivados de su adaptación a la siguiente normativa vigente:

- RD 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Adicionalmente, sustituye la actual referencia a *“Las empresas propietarias u operadoras de instalaciones pertenecientes a la red de transporte”* por la indicación concisa de *“Transportista único”*

A continuación se enumeran algunos de estos otros cambios no relacionados con el Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre:

En el **P.O. SEIE-1 “Funcionamiento de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares”**, en la definición de los criterios de seguridad y funcionamiento

en la operación, se excluye la toma en consideración de fallos sucesivos de grupo y línea, salvo por condiciones meteorológicas adversas o de otro tipo y se incluye el fallo con la interconexión de otro sistema eléctrico.

Se incluye como reservas para la regulación de estos sistemas la potencia que aporten los enlaces eléctricos entre islas o con otros sistemas eléctricos ante contingencia N-1.

En el **P.O. SEIE-2.2 “Cobertura de la demanda, programación de la generación y altas en el despacho económico”**, los cambios específicos corresponden a:

- Elaboración al menos trimestral (en lugar de mensual) de la previsión de la cobertura de la demanda con horizonte anual móvil; se añade a la CNE como receptora del informe resultante, que en la práctica ya es recibido regularmente.
- Incorporación, de forma específica, de los generadores de régimen especial en los planes de cobertura en todos los horizontes (anual, semanal y diario).
- Establecimiento de requisitos específicos para la incorporación al despacho económico de los grupos de régimen especial, en particular en lo que se refiere a la adscripción a un centro de control.

En el **P.O. SEIE-3.1 “Programación de la generación en tiempo real”**, se incluye en su ámbito de aplicación el concepto de transportista único, y se introduce, para la resolución de los desvíos generación-consumo, cuando existan intercambios con otros sistemas.

En el **P.O. SEIE-7.1 “Servicio complementario de regulación primaria”**, se introducen a los enlaces con otros sistemas como apoyo a la generación para participar en la regulación primaria, en la forma en que el OS determine.

En el **P.O. SEIE-7.2 “Servicio complementario de regulación secundaria”**, el OS se reserva para sí la implementación del regulador maestro que envíe las señales

adecuadas a la generación y a las interconexiones para mantener en equilibrio los sistemas SEIE conectados eléctricamente con otros sistemas.

En el **P.O. SEIE-8.2 “Criterios de operación”**, se añade un nuevo apartado ‘5. Centro de control’ que enumera los requerimientos que deben satisfacer en cuanto a su dotación e infraestructuras de comunicación; el OS se reserva la posibilidad de denegar la constitución de centro de control en caso de no superar su verificación, caso en el que informaría a la CNE para la resolución del correspondiente conflicto técnico.

En el **P.O. SEIE-9 “Información a intercambiar con el operador del sistema”**, los cambios específicos corresponden a:

- Reforzamiento de la confidencialidad de los datos relativos a instalaciones de transporte, adoptándose la redacción ya vigente para el correspondiente P.O. SEP.
- Desarrollo de las especificaciones en materia de comunicaciones y requerimientos para el acceso privado a los sistemas del OS en condiciones de seguridad (también en línea con el P.O. SEP-9); estos requerimientos son particularmente exigentes en el caso de los centros de control.
- El apartado antes denominado ‘Despacho delegado de instalaciones de producción’ se refiere ahora a ‘Centros de control’ y recoge las modificaciones normativas habidas al respecto.
- Se incorporan varias referencias a centrales de bombeo en línea con las incluidas en el P.O. SEP-9, instalaciones prácticamente inexistentes hasta la fecha en los SEIE pero cuya futura puesta en servicio es relevante para la creciente integración de electricidad procedente de fuentes de energía renovable.

Adicionalmente, se introducen las modificaciones necesarias para dar cumplimiento a lo establecido en la Resolución de la SEE, de 1 de junio de 2011, por la que se establece el protocolo estándar a utilizar por los agentes para su comunicación con los centros de control del operador del sistema para el sistema peninsular en los

apartados 7.4 y 7.2.1, “Requerimientos técnicos”, de las propuestas de modificación de los P.O’s 9 SEP y SEIE, respectivamente.

### **3. NORMATIVA APLICABLE**

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.
- 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.
- Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y balear y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico.
- Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regula y modifica determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.
- Resolución de 1 de junio de 2011, de la SEE, por la que se establece el protocolo estándar a utilizar por los agentes para su comunicación con los centros de control del operador del sistema para el sistema peninsular.

- Resolución de 1 de diciembre de 2011, de la SEE, por la que se aprueba el Procedimiento de Operación del sistema 4.0 “Gestión de las Conexiones Internacionales”.

#### **4. CONSIDERACIONES GENERALES**

##### ***Sobre la sustitución de la referencia genérica a los transportistas por la de ‘transportista único’***

Varios de los procedimientos sometidos a informe (tanto de los relativos al sistema eléctrico peninsular como de los relativos a los SEIE) contienen una propuesta de modificación en el apartado “Ámbito de Aplicación”, consistente en sustituir la actual referencia a *“Las empresas propietarias u operadoras de instalaciones pertenecientes a la red de transporte”* por la indicación concisa de *“Transportista único”*

Tal modificación se considera no adecuada por las siguientes razones:

La LSE, en su artículo 35.2, establece la posibilidad (posibilidad excepcional y sometida a autorización individual del Ministerio, pero que se ha concretado en algunos supuestos, tanto en el sistema peninsular como en los SEIE) de que determinadas instalaciones puedan ser de titularidad de un distribuidor. En tal caso, el distribuidor autorizado deberá asumir las obligaciones propias del transportista en cuanto a la construcción, operación y mantenimiento de tales instalaciones, por lo que tal sujeto deberá estar vinculado al cumplimiento de los procedimientos de operación, aunque no sea el transportista único.

Tal vinculación resulta claramente expresada en la redacción actual de los correspondientes apartados de los PO ya que la misma asocia la obligatoriedad del PO a la titularidad u operación de la instalación de transporte, con independencia de

que el sujeto sea el transportista único, o un distribuidor excepcionalmente autorizado para ser titular.

Por el contrario, la redacción propuesta parece excluir de la obligatoriedad de los PO a los distribuidores que excepcionalmente sean titulares de una instalación de transporte o, al menos, puede generar confusión al respecto.

Cabe añadir a ello que la condición de “transportista único” del gestor de la red de transporte resulta establecida en norma de rango superior, por lo que su mención en los procedimientos de operación no añade contenido jurídico alguno y resulta innecesaria.

Se sugiere por las razones expuestas, mantener la redacción vigente.

### ***Sobre las condiciones bajo las que es de aplicación el ‘mecanismo excepcional de resolución’***

En varios de los PO’s sometidos a informe, y en particular en el P.O. SEIE-2.3 (‘Programación del intercambio de energía por los enlaces eléctricos que conectan los SEIE con el SEP’), apartado 10, (*‘Mecanismo excepcional de resolución’*), esta Comisión considera que debe reducirse al máximo la posibilidad de que, al amparo de la expresión “*decisión que considere más oportuna*” puedan ejecutarse actuaciones discrecionales del Operador del Sistema, aun cuando se está hablando de situaciones excepcionales. Se considera que no sólo debe resultar justificada la causa que está en el origen de la situación, sino también la justeza y razonabilidad de la decisión adoptada en atención a criterios y prioridades que, hasta donde sea posible, deberían resultar expresos en el texto de los PO’s.

Por otra parte, ha de tenerse en cuenta que, siendo la CNE competente para resolver conflictos de gestión, debe preservarse la posibilidad de ejercicio de esta competencia a instancia de cualquier sujeto afectado, con independencia de que el OS haya *justificado su actuación* ante la CNE.

En consecuencia, se propone la siguiente redacción para el último inciso del apartado mencionado:

**“...el Operador del Sistema podrá adoptar las decisiones de operación que resulten necesarias para garantizar el suministro y su prestación en condiciones de seguridad al menor coste posible. Tales decisiones deberán ser comunicadas a los agentes afectados y a la CNE en plazo de 24 horas, debiendo hacerse en dicha comunicación referencia expresa tanto a las causas que originaron la situación excepcional, como a las razones y prioridades tenidas en cuenta para la adopción de la concreta decisión. Ello sin perjuicio de que los agentes afectados puedan instar de la CNE la resolución de conflicto de gestión del sistema en los plazos y condiciones reglamentariamente establecidos.”**

La anterior consideración y propuesta de redacción serían igualmente aplicable **1)** al PO SEIE 3.1 ('Programación de la generación en tiempo real') el cual contempla, en su apartado 6, un mecanismo excepcional de resolución redactado en términos idénticos al apartado 10 del PO SEIE 2.3, y **2)** al P.O. SEIE 8.2 ('Criterios de Operación') el cual contempla en su apartado 11 un mecanismo excepcional de resolución en términos parecidos aunque no idénticos.

### ***Sobre la forma de implementar los efectos de la entrada en servicio del enlace Península-Mallorca/Minorca***

Por su parte, la modificación de los P.O.'s que se proponen responden al mandato establecido en la disposición adicional segunda sobre adaptación de los procedimientos de operación y de las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica para integrar en la regulación el enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear del Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, es “recoger los efectos de la entrada en servicio del

*enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear*”, cuyas especificidades se recogen en el citado Real Decreto.

En la propuesta del OS se incluyen de forma genérica recoger los efectos de la entrada en servicio de cualquier enlace que conecte el sistema eléctrico peninsular con un SEIE.

Este planteamiento no se considera adecuado, por las siguientes razones:

- El único enlace existente en la actualidad que conecta el sistema eléctrico peninsular con un SEIE es enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.
- No existe una regulación de rango superior que establezca de forma general el funcionamiento de cualquier enlace que conecte el sistema eléctrico peninsular con un SEIE.
- El Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, regula exclusivamente los efectos de la entrada en servicio del enlace concreto entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear que no se pueden generalizar para otros posibles enlaces que pudieran planificarse. El propio Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, reconoce este hecho en su preámbulo al indicar:

*“(...) **las singularidades** del parque generador del sistema eléctrico balear, con un mix de generación más caro que el sistema peninsular, unido al hecho de que el valor máximo de energía admisible a través del nuevo enlace eléctrico apenas representa el 20 por ciento de la demanda máxima del sistema eléctrico balear configuran un escenario inapropiado para la plena integración a corto plazo de la generación de este sistema eléctrico en el Mercado Ibérico de producción de energía eléctrica (MIBEL).*

*En consecuencia, **procede definir un marco reglamentario de carácter transitorio** para la gestión técnica y económica del enlace de conexión eléctrica entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear, así como para la liquidación de la energía que circule a través del mismo, que permita poner en*

*valor desde el momento de su entrada en servicio la principal aportación de esta nueva infraestructura eléctrica, el apoyo a la garantía de suministro del sistema eléctrico balear, así como su contribución para reducir la diferencia de coste de la energía eléctrica entre el sistema eléctrico balear y el sistema eléctrico peninsular.*

.....

*A tal efecto, en la presente disposición se determinan **las especificidades de aplicación para el funcionamiento del sistema de despacho económico del sistema eléctrico balear**, al tiempo que se posibilita su participación en el MIBEL, a través del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear.*

*De igual forma, se establecen las particularidades de aplicación en el sistema eléctrico 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 (...).*

En general, los efectos de la entrada en servicio del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear no se pueden extender a otro tipo de enlaces, por su especificidad, singularidad y transitoriedad. En consecuencia, se considera necesario que todas las referencias a “los enlaces eléctricos que conectan los SEIE con el SEP” que figuren en los PO’s se sustituyan al “*enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear*”, adaptando en coherencia su redacción.

## **5. CONSIDERACIONES PARTICULARES**

### ***Respecto al P.O. SEIE-2.3 “Programación del intercambio de energía por los enlaces eléctricos que conectan los SEIE con el SEP”***

Adicionalmente a la última consideración general anterior, y en relación con el apartado 1 del PO, “Objeto”, puesto que el Real Decreto 1623/2011 y sus normas transitorias configuran el marco jurídico determinante de este procedimiento (único

de los sometidos a informe que es completamente nuevo), esta Comisión considera que sería conveniente incorporar un inciso inicial en su primer apartado del tipo siguiente:

**“1. Objeto. Establecer, en el marco de las disposiciones contenidas en el Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y en cumplimiento de lo establecido en la disposición adicional segunda del mismo, la forma de programación del intercambio de energía...”**

Por otro lado, esta Comisión comparte el comentario realizado por una asociación en el sentido de que sólo los CUR tienen transitoriamente la obligación de aceptar las cantidades y precios determinados por el OS; en efecto, el RD 1623/2011, en su Disposición transitoria primera establece:

*“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.*

1. Hasta que se revise el calendario de los consumidores con derecho a acogerse a las tarifas de último recurso, cualquiera que sea esta modificación, serán solo los comercializadores de último recurso que estén suministrando electricidad en el sistema eléctrico balear quienes, hasta la proporción a su demanda en el citado sistema, 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.”

En consecuencia, esta Comisión propone sustituir el texto del tercer guion “-Comercializadores y consumidores directos de los SEIE conectados con el SEP” del

apartado 3 del PO “*Ámbito de Aplicación*”, por una referencia genérica al ámbito del Real Decreto 1623/2011, o en su caso, por la siguiente redacción:

**“Comercializadores y consumidores directos de los SEIE conectados con el SEP, sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria primera del Real Decreto 1623/2011. En el marco de lo establecido por dicha disposición transitoria y en tanto no se haya producido la revisión allí prevista, las referencias en el presente PO a los sujetos mencionados, habrán de entenderse hechas únicamente a los comercializadores de último recurso.”**

Por último, y en relación con las alegaciones presentadas por otro sujeto en el sentido de considerar, además del coste variable, el coste de arranque y parada que puede implicar en los grupos de régimen ordinario en Baleares la energía transferida por la interconexión, actualmente el capítulo II de la Orden ITC/913/2006 determina el marco del procedimiento de despacho llevado a cabo por el OS de manera que se cumplan los requisitos del RD 1747/2003, de 19 de diciembre, según el cual el despacho económico obedece a criterios de optimización para minimizar los costes variables en cada hora. Los costes de arranque y parada están definidos dentro de los costes variables, por lo que no se considera necesario hacer una referencia explícita a ellos.

### ***Respecto a la propuesta de modificación del P.O. SEIE-1 “Funcionamiento de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares”***

La energía que llegue a Baleares a través del cable tiene un precio significativamente inferior al coste variable medio del sistema Mallorca-Menorca.

Teniendo esto en cuenta, así como la diferencia entre la capacidad técnica del cable (400 MW) y la correspondiente capacidad comercial contemplada por el OS para el mismo (200 MW), la CNE, en su Informe 27/2011, de 22 de septiembre de 2011,

propuso la realización, por parte del OS, de un estudio técnico-económico cuyo objetivo sería la minimización del coste de explotación del sistema de Mallorca-Menorca, aprovechando al máximo la capacidad comercial de la IPM, aun cuando esto pudiera suponer incrementar la reserva establecida para los grupos en régimen ordinario en dicho sistema insular.

Según se ha expuesto en el mencionado Informe 27/2011 de la CNE, considerando que el 20 % de la demanda del sistema Mallorca-Menorca se abastece a través de la IPM, el ahorro anual en 2011 habría alcanzado 48 M€<sup>1</sup>. En el caso de poderse incrementar dicho porcentaje, los ahorros que se conseguirían serían relevantes.

En este P.O. se incluye como reserva de regulación los enlaces eléctricos entre islas o con otros sistemas eléctricos considerando la contingencia N-1, lo que implica no considerar la mitad de la capacidad técnica de los enlaces. Dado que la reserva de cada sistema aislado se constituye como el doble del valor del grupo de mayor tamaño, incluir la contingencia N-1 en los enlaces supondría incrementar de forma importante el volumen de reserva de estos sistemas. En el límite, si el enlace pudiera proveer toda la energía de un sistema, se tendría una redundancia en la reserva; por una parte, la reserva de generación y por otra, la reserva del enlace. Por lo tanto, se considera que la contingencia N-1 debería suprimirse en el caso de los enlaces. Es decir, en los apartados 8.1, 8.2 y 8.3 del P.O. SEIE-1, se debería suprimir el inciso siguiente:

*“... potencia que aporte los enlaces eléctricos entre islas o con otros sistemas eléctricos ~~ante contingencia N-1.~~”*

Por otra parte, se debería incluir en el P.O. SEIE-1 una remisión a los criterios de explotación previstos en el artículo 4.3 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo,

---

<sup>1</sup> Según el Anexo I del ‘Informe de la CNE sobre el proyecto de RD 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’.

en los que se incluye la minimización de los costes de generación y de *provisión de reserva*, preservando la seguridad del suministro. Es decir, se propone incluir en el apartado 5 del P.O. SEIE-1 el siguiente texto:

*“El modelo de despacho deberá cumplir lo dispuesto en el artículo 4.3 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo”.*

### ***Respecto a la propuesta de modificación del P.O. SEIE-7.1 “Servicio complementario de regulación primaria”.***

Respecto a la reserva de capacidad en los enlaces o interconexiones eléctricas, esta Comisión coincide con parte de las alegaciones recibidas y reitera su consideración de maximización de la energía transferida desde la Península a Baleares mediante la optimización de la utilización del cable, descartando por tanto cualquier reserva de capacidad en las interconexiones eléctricas más allá de la estrictamente necesaria para garantizar la operación segura de las mismas. Es prioritario asegurar que toda la capacidad comercial es utilizada para el intercambio de energía (ya existe un diferencial entre esta capacidad comercial admisible y la máxima capacidad técnica por motivos de seguridad).

En consecuencia, se propone sustituir el último párrafo del apartado tercero “Definiciones” de la Propuesta, que dice

***“En el caso del enlace entre el sistema peninsular y el sistema Mallorca-Menorca de sistemas eléctricos que dispongan de enlaces eléctricos con otros sistemas, estos enlaces podrán participar en la regulación primaria en la forma que el operador del sistema lo determine, como apoyo a la regulación ofrecida por los generadores. La reserva de capacidad del enlace correspondiente no rebasará el óptimo técnico-económico tal que permita la minimización del coste de explotación aprovechando al máximo la capacidad comercial del enlace en cuestión, aun cuando esto pudiera suponer incrementar el nivel de reserva preestablecido para los grupos del sistema objeto de estudio.”***

### ***Respecto a la propuesta de modificación del P.O. 3.1 “Programación de la generación”.***

En relación con la propuesta de modificación del apartado 12.1 “Definición de Unidad de Programación”, que recoge los criterios a considerar para la definición de las unidades de programación de régimen especial, incluyéndose, en concreto, la identificación de las unidades de generación mediante el código CIL, esta Comisión considera conveniente recalcar la importancia de que exista una correspondencia transparente y unívoca entre dicho código CIL y el código UFI que emplea REE para codificar las instalaciones. A este respecto, y a efectos de mejorar la comunicación entre agentes, esta Comisión coincide con lo expuesto por algunos miembros del CEE, de que sería deseable la utilización del CIL como código único.

Respecto al último párrafo de la propuesta de modificación del referido apartado 12.1, en el que se habilita al Operador del Sistema para adoptar criterios específicos para la definición de unidades de programación, esta Comisión considera que la capacitación que el propio Operador del Sistema se atribuye introduce inseguridad jurídica en lo que se refiere a la organización de los agentes en cuanto al diseño de arquitectura IT, estrategia comercial etc. En consecuencia, esta Comisión propone la supresión del referido párrafo.

***~~“El OS podrá adoptar criterios específicos, complementarios a éstos, informando para ello previamente a la Comisión Nacional de Energía, cuando se identifique alguna circunstancia que pudiera impedir la aplicación del criterio anterior, o que aconsejase la adopción de otro criterio más efectivo”.~~***

Sobre la propuesta de adaptación de los horarios del proceso de programación de la generación cuando la hora de cierre del mercado diario MIBEL sea las 12.00 horas CET, esta Comisión entiende oportuno recordar que estos cambios están inscritos dentro del proceso de integración de los diferentes mercados eléctricos nacionales en un mercado único europeo. La creación de un mercado único de electricidad en la Unión Europea es uno de los objetivos prioritarios de su política energética,

debido, entre otras razones, a los importantes beneficios que aporta en materia de competencia (al ampliarse el mercado relevante).

En este punto es necesario señalar que el Consejo de Reguladores del MIBEL, celebrado el día 28 de noviembre de 2011 en Madrid bajo la Presidencia de la CNE, refrendó el compromiso de los reguladores, en estrecha cooperación con el OMI y los operadores de los sistemas portugués y español -REN y REE-, para ultimar las actuaciones precisas a fin de que el MIBEL esté en disposición de acoplarse con los mercados de la región Noroeste de Europa (North-West Europe, NWE, que agrupa los mercados de Francia, Bélgica, Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suecia y Finlandia) antes de fin de 2012.

Por todo ello, esta Comisión considera que el nuevo horario de cierre del mercado diario del MIBEL es un paso clave y necesario para lograr un acoplamiento progresivo del mercado regional ibérico con otros mercados regionales y, finalmente alcanzar el objetivo final europeo: integración de todos los mercados eléctricos regionales en un único mercado. Sin perjuicio de lo anterior, los horarios y plazos de la programación deben adecuarse a la integración del recientemente publicado P.O 3.9. Sin embargo, esto no debería retrasar la publicación del resto del contenido de la propuesta de P.O, para permitir la entrada en funcionamiento del cable de Baleares.

### ***Respecto a la propuesta de modificación del P.O. 3.2 “Solución de restricciones técnicas”.***

En relación con el apartado 3.4.1.1.5.2 sobre “*Solución de restricciones técnicas mediante la reducción de la energía programada en el PDBF*”, el OS propone incluir el siguiente texto “*(...) y teniendo en cuenta además, en su caso, cualquier otra prioridad establecida en la normativa de rango superior (...)*”. A este respecto, esta Comisión considera innecesaria la introducción de este inciso, ya que de conformidad con el principio de jerarquía normativa, la norma de rango superior prevalece sobre la inferior. Por lo tanto, coincidiendo con algunos miembros del

CEE, se propone eliminar dicha frase de la propuesta de modificación del referido apartado.

***Respecto a la propuesta de modificación del P.O. 9 “Información intercambiada por el Operador del Sistema”***

(En relación con este procedimiento, se recogen consideraciones que hacen referencia tanto al P.O. SEIE como al P.O. SEP).

En el apartado 7.2, en relación con el envío de telemidas de instalaciones de producción menores o iguales a 10 MW que no formen parte de una agrupación de 10 MW, esta Comisión considera, como se ha resaltado por parte de algún agente, que la redacción propuesta podría no recoger lo establecido en el artículo 18 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, según la redacción dada por el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. En concreto, cabe destacar que la propuesta de P.O no alude a la necesidad de acuerdo previo entre distribuidor y los titulares de las instalaciones para remitir la información a través de los centros de control. La redacción debería ser la siguiente:

*“Todas las instalaciones con potencia instalada mayor de 1 MW, o inferior a 1 MW pero que formen parte de una agrupación de instalaciones cuya suma de potencias sea mayor de 1 MW, deberán enviar telemidas al operador del sistema, en tiempo real, de forma individual en el primer caso o agregada en el segundo. **Estas telemidas serán remitidas por los titulares de las instalaciones o por sus representantes, pudiendo ser transmitidas a través de los centros de control de la empresa distribuidora si así lo acordaran con ésta.**”*

En cuanto al carácter confidencial de la información, esta Comisión recuerda que el tratamiento de datos confidenciales no puede quedar al arbitrio del Operador del Sistema y las excepciones a tal confidencialidad no pueden dejarse a criterio del OS, sin que medie consentimiento por parte de los agentes implicados.

Los datos exigidos para conocimiento del Operador del Sistema, son los previstos por necesidad de la gestión técnica, tal y como queda reflejado en el apartado 7.4 de la propuesta al referirse a que *“el OS mantendrá la confidencialidad de la información recibida. No obstante podrán enviar a los sujetos del mercado aquella información que soliciten, siempre y cuando éstos justifiquen que dicha información es imprescindible para garantizar el desarrollo de sus funciones en lo que se refiere a la operatividad del sistema y se cuente con la autorización del titular de la información generada.”*

De esta forma, el punto cuarto del apartado 4.5, que hace referencia a la excepcionalidad a la confidencialidad para aquellos *“terceros a los que el OS tenga necesidad de ceder información para el ejercicio de sus funciones y obligaciones, minimizando en todo caso el volumen de información”* debería quedar condicionado a la aprobación de los sujetos de dicha información.

Por otra parte, dado que la información requerida a los agentes tiene como razón velar por la gestión técnica del sistema, no solo de transporte sino también de distribución, no tiene sentido que se determine en el apartado 7.4 de la propuesta de este P.O que *“en todo caso, el OS no enviará a los gestores de la red de distribución, información relativa a instalaciones propiedad de dichos gestores de distribuidores de ellos dependientes, de otras empresas del mismo grupo empresarial ni de instalaciones de generación que estén conectadas a su red”*. Por este motivo, la CNE propone la supresión de este texto que se encuentra en el último párrafo del apartado 7.4 de la propuesta de P.O.

### ***Respecto a la propuesta de modificación del P.O. 14.4 “Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema”***

En relación con los cambios introducidos en el apartado Uno de la Disposición final quinta del RD 1623/2011, por el que se añade un nuevo apartado séptimo al Anexo I del RD 134/2010, la propuesta de modificación del apartado 4.1.6.4 “Incremento

neto de energía gestionada en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y mercado intradiario” debe modificarse para contemplar lo siguiente:

- Los incrementos netos de energía de las unidades afectadas sólo tendrán derecho a retribución regulada si cumplen las condiciones de oferta en los mercados establecidas en el punto 2 del citado nuevo apartado séptimo del Anexo.
- No tiene sentido que se reconozca en el precio de retribución de una central acogida al mecanismo establecido en el RD 134/2010 una recompra en el mercado intradiario a un precio superior al coste variable regulado, porque se tendría un coste neto sin que se produzca el consumo de carbón autóctono.

## **ANEXO 1**

## ANEXO 2

## **RESUMEN DE LOS COMENTARIOS RECIBIDOS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD.**

La propuesta de modificación de los procedimientos de operación del SEP y de los SEIE fueron remitidas a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad con fecha 30 de enero de 2012, solicitando la remisión de los comentarios que entendiesen oportunos. Al respecto, se han recibido comentarios de los siguientes miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y demás agentes del Sector, por orden cronológico de entrada en la CNE (ANEXO 3):

- REGIÓN DE MURCIA.
- INSTITUTO NACIONAL DE CONSUMO.
- GENERALITAT DE CATALUÑA.
- ACCIONA ENERGÍA.
- ACIE - Asociación de Comercializadores Independientes de Energía.
- AEE - Asociación Empresarial Eólica.
- UNESA - Asociación Española de la Industria Eléctrica.
- IBERDROLA.
- EDP - HC ENERGÍA.
- CIDE.- Sociedad Cooperativa de distribuidores de energía eléctrica.
- XUNTA DE GALICIA.
- REE.
- GOBIERNO DE CANARIAS.

Entre los comentarios recibidos de los distintos miembros del Consejo Consultivo de Electricidad (CCE) y demás agentes del Sector, cabe destacar las siguientes:

- ***Respecto a cuestiones generales sobre la propuesta de modificación de REE sobre los Procedimientos de Operación del SEP y de los SEIE objeto de este informe.***

En primer lugar, cabe indicar que una de las alegaciones recibidas indica que la propuesta de REE de modificación de los procedimientos de operación del SEP y de los SEIE no se ciñe a los ajustes derivados del enlace balear establecidos en el Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, sino que se aprovechan las propuestas modificativas para incluir y generar una batería de cambio en los citados procedimientos de operación que exceden no sólo lo derivado del antedicho Real Decreto, sino también de otras normas que teóricamente justifican los cambios pretendidos. Asimismo, señala que algunas de las modificaciones propuestas vienen a infringir el principio de jerarquía normativa en la medida que afectan a derechos de los agentes reconocidos en normas de rango superior. Además, subraya que los cambios incluidos en las propuestas modificativas se introducirían con una antelación innecesaria en el tiempo con respecto a la fecha del acoplamiento efectivo.

Asimismo, este agente recuerda la escasa transparencia y el nulo debate previo respecto a propuestas tan relevantes como la modificación del horario de casación del mercado eléctrico español. De aprobarse la propuesta de igualación anticipada de horarios de casación del mercado diario sin acoplamiento efectivo del mercado español con el europeo, dicha medida es susceptible de producir los siguientes efectos:

- Se obstaculiza la coordinación de los intercambios Francia-España con el resto de fases del mercado impidiendo la anulación de operaciones comerciales contrarias a la señal natural de precios a ambos lados de la interconexión.
- Aparición de flujos antieconómicos en el uso de la interconexión.
- Elevación del precio del mercado diario.

Con base en lo anterior, finalmente ruega la paralización de estas propuestas modificativas hasta que no se produzca la modificación o aprobación previa de los reales decretos correspondientes que en su caso habiliten las reformas pretendidas.

Por otro lado, otro de los agentes solicita la modificación del P.O. 3.10 “Solución de restricciones por garantía de suministro”, al objeto de abordar un cambio del algoritmo de reducción de programación por restricciones de garantía de suministro ante falta de cuadro para evitar determinados tratamientos discriminatorios implícitos en la resolución actual que están provocando una ventaja competitiva para aquellas centrales con menor coste variable regulado.

Por último, en otro de los comentarios recibidos se propone, la modificación de los apartados 3 “Proveedores de Servicio y 4.2 “Presentación de ofertas” del P.O. 3.3 “Gestión de desvíos generación-consumo” con el objeto de suprimir las pruebas adicionales no justificadas al régimen especial para la prestación de estos servicios y de facilitar la posibilidad de realizar ofertas de precios negativos, respectivamente. Con base en el mismo objeto, este escrito sugiere también la modificación del apartado 4 “Proveedores de servicio” y el apartado 6 “Presentación de las ofertas de regulación terciaria” del P.O.7.3 “Regulación terciaria”.

Asimismo, plantea la modificación del apartado 7 “Formalización de garantías” epígrafe b) del P.O. 14.3 “Garantías de pago” al objeto de adecuar las garantías exigidas por el Operador del Sistema a los agentes del mercado a la situación actual del mercado.

- ***Respecto a la propuesta de modificación del Procedimiento de Operación 3.1 “Programación de la generación”.***

En relación con la ampliación del contenido del apartado 12.1 “Definición de Unidad de Programación” del P.O. 3.1 para recoger los criterios a considerar para la definición de las unidades de programación de régimen especial, incluyéndose la definición de las unidades de generación mediante el código CIL (código de

instalación a efectos de liquidación), algunos escritos consideran positivo la identificación de las unidades de generación mediante el antedicho código, pero advierten que REE utiliza el mismo de manera distinta en sus distintos departamentos. Por ello, consideran deseable que se unifique la aplicación del criterio del código CIL, tanto entre los distintos departamentos de REE, como adecuándolo previamente con los sistemas de OMIE.

Otro de los miembros de CCE, y en referencia con el último párrafo del referido apartado 12.1, por el que se habilita al Operador del Sistema a adoptar criterios específicos para la definición de unidades de programación, uno de los miembros del CCE manifiesta su desacuerdo con las condiciones en las que se realiza esta habilitación. A este respecto, propone que el OS tenga esta capacidad mediante la adopción de una instrucción, tras un proceso de consulta rápida a los agentes y a la CNE (5 o 10 días), y solamente de forma transitoria hasta la modificación del Procedimiento de Operación que incluirá los nuevos criterios.

En cuanto a la modificación de los apartados d), e), del punto 2 del Anexo II, en relación con que *“(...) la generación de régimen especial de carácter gestionable de un mismo tipo se asignará a dos Unidades de Programación (...)”*, algunos miembros del CCE coinciden en señalar que la separación de distintas unidades de programación de régimen especial debe ser coherente con los mismos criterios utilizados en el establecimiento de las unidades de programación de régimen ordinario, siendo innecesario que se requiera al régimen especial un reparto en unidades de programación diferente y más exigente del que se realiza para el régimen ordinario.

En lo que se refiere a la propuesta de adaptación de los horarios de los mercados cuando la hora de cierre del mercado diario sea las 12.00 horas CET, se muestran a continuación los comentarios que se han recibido a este respecto:

- Algunos agentes subrayan la necesidad de establecer un periodo temporal desde la aprobación del P.O. 3.1 hasta su entrada en vigor que permita a los

agentes adaptar sus medios físicos y su operativa para la correcta gestión de ofertas y venta de energía en el mercado.

- Otro de los comentarios recibidos considera que este cambio de horarios no debe significar una extensión excesiva de los procesos diarios a realizar por los sujetos de mercado y por el Operador del Sistema con anterioridad a la casación, por lo que se solicita que se retrasen también, en proporción al retraso del cierre del mercado los siguientes procesos, manteniéndose la misma diferencia entre procesos que hasta ahora:
  - La comunicación por los sujetos de mercado (SM) al OS de las nominaciones de contratos bilaterales.
  - En su caso, el OS portugués en nombre de ambos OS, pondrá a disposición del OM información sobre la nominación de contratos bilaterales con entrega física en la interconexión Portugal-España y los valores de capacidad máxima utilizables en el proceso de casación de ofertas en el mercado diario e intradiario (ATC).
- Sobre los procesos posteriores a la casación del mercado, varios agentes consideran que se debería de disponer de más tiempo para la presentación de ofertas de regulación secundaria y en el primer intradiario (45 o 60 minutos). Uno señala que ha hecho llegar este mismo comentario a OMIE a través del Comité de Agentes del Mercado (CAM).
- En cuanto a los horarios del sistema coordinado de subastas explícitas de capacidad en la interconexión Francia-España, una de las alegaciones recibidas propone que los horarios de los de las subastas diarias (D-1) se retrasen 2 horas.

Por último, en otra de las alegaciones recibidas, se indica que la Propuesta de REE de modificación de los procedimientos de operación del SEP y de los SEIE, facilita que los representantes libres operen con unidades de programación de instalaciones

de régimen especial en la fase de pruebas. No obstante lo anterior, señalan que el Operador del Mercado no permite que estos representantes participen con estas instalaciones en el mercado diario e intradiario. Por ello, considera que las modificaciones del P.O. 3.1 encaminadas a facilitar la operativa de los representantes libres con instalaciones en pruebas deben ir necesariamente acompañadas de las modificaciones que correspondan en las Reglas de los mercados diarios e intradiario de producción eléctrica, al objeto de no dificultar que un representante libre pueda dar de alta la instalación ante el mercado diario.

- ***Respecto a la propuesta de modificación del Procedimiento de Operación 3.2 “Solución de restricciones técnicas”.***

En relación con la propuesta de modificación del apartado 3.4.1.1.5.2 sobre *“Solución de restricciones mediante la reducción de la energía programada en el PDBF”*, para incluir este texto *“(…) y teniendo en cuenta además, en su caso, cualquier otra prioridad establecida en la normativa de rango superior (...)”*, varios agentes manifiestan que no comparten que en un P.O. se haga una referencia generalista al cumplimiento de normativa de rango superior, ya que añade incertidumbre al dejar abierta la posibilidad de que el Operador del Sistema establezca prioridades diferentes sobre la base de esa supuesta normativa de rango superior. Respecto a este punto, uno de los comentarios recibidos añade que la inclusión de ese texto puede acarrear a una pérdida de transparencia y predictibilidad en la resolución de restricciones técnicas.

En cuanto al apartado 1.3.3 del Anexo I *“Redespachos de energía a bajar (tipo UPLMER)”*, algunas de las alegaciones recibidas manifiestan su desacuerdo respecto al hecho de que las instalaciones de régimen especial acogidas al régimen de tarifa regulada no obtengan compensación alguna por la energía que les haya requerido dejar de producir de forma obligada, suponiendo por tanto en la práctica que presten un servicio de solución de restricciones técnicas en tiempo real de forma gratuita y sin coste alguno para el sistema. Afirman que esta modificación no se considera justificada por la interpretación literal del artículo 30.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Por otro lado, en relación con unidades de adquisición de consumo de bombeo, uno de los escritos recibidos propone eliminar la penalización a las unidades de bombeo. El efecto real de la penalización es la alteración de la escalera de terciaria y el encarecimiento de este servicio para los consumidores, así como un perjuicio a los generadores de bombeo por tener que realizar un pago por una energía que no pretendían consumir mucho mayor que el valor que pueden obtener al producir dicha energía.

Finalmente, otro miembro del CCE dispone que el referido ajuste de horarios realizado con un carácter previo a la aprobación de norma alguna es susceptible de limitar la posibilidad de participación de los intercambios derivados de conexiones internacionales en dicha subasta de restricciones.

- ***Respecto a la propuesta de modificación del Procedimiento de Operación 9 “Información intercambiada por el Operador del Sistema”.***

En relación con la publicación de información que actualmente publica el Operador del Sistema, un agente recuerda que ya existe obligación de publicación por parte de los participantes en el mercado y que ACER permite cumplir con esta obligación a través de una plataforma pública (p.e iniciativa RTE-UFE) , el Operador del Sistema podría hacer pública dicha información a través del website [www.esios.ree.es/web-publica](http://www.esios.ree.es/web-publica) garantizando así una mayor transparencia e integridad.

Por otra parte este agente propone que el OS realice un informe de seguimiento de la programación del enlace con Baleares para dar mayor transparencia a la metodología de programación de la energía en este enlace y a los costes incurridos, ya que se trata de un mecanismo regulado.

En cuanto al contenido de la información, en el apartado 5.9.3, un agente afirma que debería añadirse al mismo:

- La información desagregada de las exportaciones al sistema Balear.
- La información del desglose entre régimen especial a tarifa y a mercado (información que aparecía en la actualidad y desaparecería con la nueva propuesta de P.O)
- El desglose de régimen especial no acogido a ninguna de las opciones de venta del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Por otra parte, en cuanto al intercambio de información entre el OS y los gestores de las redes de distribución sobre instalaciones propiedad del grupo empresarial del distribuidor o de instalaciones conectadas a su red, un agente ha querido resaltar que el párrafo que lo describe (7.4 de la propuesta) presupone que las instalaciones de generación y de distribución del mismo grupo empresarial van a compartir información de medida en tiempo Real por el hecho de pertenecer al mismo grupo, lo que es cuestionable teniendo en cuenta que podría incumplir los requisitos de separación de actividades. Por otra parte- señala este mismo agente- el Operador del Sistema es el encargado de velar por la gestión técnica de todo el sistema, no solo por la red de transporte, por lo que por motivos de seguridad del sistema no debería en principio negarse a enviar información a aquellos agentes que la necesiten para mejorar la operativa de la red. Por todo esto, el agente sugiere la supresión del párrafo 7.4 de la propuesta del P.O 9.

En cuanto al apartado 7.2 del P.O 9, en relación con el envío de telemidas de instalaciones de producción menores o iguales a 10 MW que no forme parte de una agrupación de 1 MW, un agente aclara que tal y como recoge la actual redacción del artículo 18 del Real Decreto 661/2007, la posibilidad de que los titulares de instalaciones remitan la telemida a través del centro de control del distribuidor de la zona – tal y como está redactado en la propuesta- solamente está prevista si previamente ha habido un acuerdo con el distribuidor previamente, por tanto esta circunstancia debería añadirse en la redacción del párrafo. Una asociación, sin embargo, considera que la medida aquí establecida carece de justificación y supone una infracción del principio de separación de actividades reguladas y liberalizadas

Por otra parte, en cuanto a otras informaciones que los sujetos deben enviar al Operador del Sistema, el agente resalta que estos procedimientos de operación no son el cauce adecuado para imponer a los distribuidores una obligación como la propuesta y en todo caso debería concederse a los distribuidores un plazo suficiente para adaptar sus sistemas informáticos a esta nueva obligación que como mínimo debería de ser año y matizarse tanto la periodicidad en la que el OS solicitará dicha información como el alcance de la misma, los cuales no pueden quedar al arbitrio del OS.

En cuanto a la confidencialidad del contenido de la información, un agente quiere recalcar que las excepciones de confidencialidad previstas en el apartado 4.5 no están suficientemente justificadas. En todo caso, no podría ser admisible ninguna puesta a disposición de terceros sin que medie el correspondiente acuerdo expreso de confidencialidad y el previo consentimiento de los agentes del sistema. Una administración de Comunidad Autónoma considera que debería incrementarse la información que el OS proporciona a cada Comunidad Autónoma puesto que dicha información es imprescindible para la adecuada planificación de nuevas estructuras energéticas. En este sentido, afirma que la mayor parte de la información debería estar accesible en la web eSIOS del OS.

Por otra parte, el mismo agente estima que los datos que se solicitan tales como las medidas de potencias en baja del transformador de máquina y tensión de generación, no son necesarios para que el OS cumpla con sus funciones.

En cuanto a este P.O, en relación con las instalaciones de baja potencia, una Administración Autonómica señala que en la propuesta de P.O no se menciona referencia alguna a dicho Real Decreto, por lo que por ejemplo, las necesidades de intercambio de información con el OS podrían ser similares a las de las instalaciones de mucha mayor potencia. Por todo ello se considera necesario estudiar la posibilidad de clarificar la situación de dichas instalaciones de pequeña potencia.

- ***Respecto a la propuesta de modificación del Procedimiento de Operación 14.4 “Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema”.***

Sobre el apartado 4.1.6.4 “Incremento neto de energía gestionada en los mercados de gestión de desvíos, regulación terciaria y mercado intradiario, uno de los miembros del CCE sugiere modificarlo con el objeto de que queden recogidos los siguientes aspectos: Los incrementos netos de energía de las unidades del Anexo II del Real Decreto 134/2010 sólo tendrán derecho a retribución regulada si cumplen las condiciones de oferta en los mercados recogidas en el punto 2 del nuevo apartado séptimo del Anexo del Real Decreto 134/2010 y el precio a bajar del mercado intradiario debe ser como máximo el coste variable regulado, para evitar que el sistema costee los sobrecostes de la recompra de los agentes.

Otro de los comentarios recibidos, en relación con el apartado 16.2 “*Modificaciones del programa posteriores al PHF*”, indica que no comparte que las modificaciones en el programa de unidades de programación del enlace posteriores a las distintas sesiones del mercado diario sean liquidadas al precio del mercado diario, deberían de tratarse en las mismas condiciones que las del resto de unidades de programa de adquisición. Por lo tanto, sugiere que esas reprogramaciones sean consideradas “desvíos comunicados” y que se liquiden como desvíos del programa.

En cuanto al apartado 13.2d “*Medida en barras de central de las unidades de comercializadores y de las unidades de consumidores directos*”, otro de los agentes propone eliminar la modificación introducida en la propuesta de REE, ya que señalan que no parece apropiado que en un P.O. se incluyan medidas que deberían regularse a un nivel superior.

- ***Respecto a la propuesta de modificación del P.O SEIE 2.3: “Programación del intercambio de energía por los enlaces eléctricos que conectan los SEIE con el SEP.”***

En relación con este P.O, un agente señala que la redacción incluida en la propuesta de procedimiento se limita a establecer un mecanismo bastante general, y que es preciso concretar para garantizar la gestión óptima del sistema. En concreto, el agente considera imprescindible aclarar que en el cálculo de optimización de la explotación de la interconexión el OS debe tener en cuenta no solo los costes variables, sino también los costes de arranque y parada de los grupos en el sistema balear, todo ello, en relación con el uso de la interconexión. En definitiva, incorporar los costes de arranque y parada evitados en el cálculo de las ofertas de compra y venta de la energía de la interconexión.

Por su parte, en cuanto a la cobertura con horizonte anual, otro agente propone asignar el precio a la energía del SEP en base a las subastas CESUR o las cotizaciones de OMIP, mejor que en base al valor medio del precio marginal del mercado diario en el último año móvil de que se disponga. Además, en cuanto a la cobertura y programación semanal, propone asignar el precio a la energía del SEP en base a las cotizaciones diarias de OMIP asignándole el perfil de precio de un día similar en demanda y producción eólica, que no tiene por qué coincidir con la semana S-2.

En cuanto a la resolución de desajustes en el programa de intercambio de energía por los enlaces eléctricos con el SEP en tiempo Real, este agente señala que dichos desajustes pueden suponer cambios de programa en las unidades de programación de energía a través de cada enlace, siempre que sean considerados como “desvíos comunicados” y se liquiden como desvíos del programa, por lo que en el apartado oportuno sugiere añadir que se consideran como “desvíos comunicados”.

Una asociación propone eliminar, por innecesaria y redundante con respecto a lo señalado en el Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre el P.O 2.3 en lo que respecta a la obligación a la que se somete a los agentes comercializadores (no solo CUR) a presentar ofertas de compra en el mercado balear a un precio y volumen definido unilateralmente por el OS, lo que en cualquier caso esta Asociación considera que infringe el principio de libertad de empresa.

- ***Respecto a la propuesta de modificación del Procedimiento de Operación SEIE-7.1 “Servicio complementario de regulación primaria”.***

Uno de los agentes considera que no debe reservarse capacidad en los enlaces o interconexiones para su uso como reserva, ya que es prioritario asegurar que toda la capacidad comercial es utilizada para el intercambio de energía. Además, añade que no puede quedar a criterio del OS cómo los generadores podrán participar en la regulación primaria a través de estos enlaces, sino que debe estar definido en el procedimiento.

- ***Respecto a la propuesta de modificación del Procedimiento de Operación SEIE-7.2 “Servicio complementario de regulación secundaria”.***

En relación con el párrafo incluido en apartado 3, que expone *“En aquellos sistemas conectados eléctricamente con otros sistemas, será el operador del sistema el encargado de implementar un regulador maestro que envíe las señales adecuadas a la generación y a las interconexiones para mantener el sistema en equilibrio”*, una de las alegaciones recibidas señala la necesidad de aclarar que esas señales se deberían enviar a las empresas propietarias de los grupos de generación, que son las que operan los grupos.



Comisión  
Nacional  
de Energía

## ANEXO 3