

RESOLUCIÓN POR LA QUE SE APRUEBA LA ADAPTACIÓN DE LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO Y DE DETERMINADOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN PARA PERMITIR EL ADELANTO DE LA APERTURA DEL MERCADO INTRADIARIO CONTINUO EN EL MIBEL A LAS 15:00 CET, DE ACUERDO A LA DECISION DE ACER Nº 04/2018 DEL 24 DE ABRIL DE 2012, ADOPTADA AL AMPARO DEL REGLAMENTO (UE) 2015/1222 DE LA COMISIÓN, DE 24 DE JULIO DE 2015, POR EL QUE SE ESTABLECE UNA DIRECTRIZ SOBRE LA ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD Y LA GESTIÓN DE LAS CONGESTIONES

DCOOR/DE/003/19

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

PRESIDENTA

D^a María Fernández Pérez

CONSEJEROS

D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

SECRETARIO DE LA SALA

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 10 de octubre de 2019

En cumplimiento de la función de aprobación prevista en el apartado 38 del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, y según lo previsto en el artículo 5 del Reglamento UE 2017/2195, del 23 de noviembre de 2017, por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, la Sala de Supervisión Regulatoria aprueba la siguiente resolución:

ANTECEDENTES DE HECHO

El mercado eléctrico ibérico (MIBEL) ha mantenido su modelo tradicional consistente en una subasta el día anterior al negociado (mercado diario acoplado mediante algoritmo único con el resto de mercados europeos desde 2014) y de

6 subastas intradiarias en las que participan las zonas de precio española y portuguesa.

Desde el 12 de junio de 2018, el MIBEL se incorporó a la plataforma de negociación continua intradiaria, permitiendo a los agentes ajustar sus posiciones en el mercado tanto en las subastas intradiarias como en la negociación continua. Actualmente el mercado continuo se abre a las 22:00 tras la publicación de los resultados de la primera subasta intradiaria.

En cumplimiento del artículo 59 del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión de 24 de julio de 2015 por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones, la Agencia Europea para la Cooperación de Reguladores de Energía (ACER) estableció en su Decisión nº 04/2018 del 24 de abril de 2012 que la apertura del mercado intradiario continuo europeo debía ser a las 15:00 del día anterior al negociado (D-1).

Por otro lado, ACER estableció en su Decisión nº 01/2019, la metodología para fijación del precio de las capacidades en el ámbito intradiario, consistente en la implementación de tres subastas intradiarias paneuropeas, de acuerdo con los siguientes horarios: 15h00 CET y 22h00 CET del día D-1, y 10h00 CET del día D.

Con objeto de responder al requerimiento de abrir la negociación continua a las 15:00 D-1, y a la vez adaptarse a los horarios de las futuras subastas intradiarias paneuropeas, los operadores del sistema (REN y REE) y el operador del mercado (OMIE) ibéricos, propusieron implementar una subasta regional intradiaria antes de la apertura de la negociación en el mercado intradiario continuo, en sustitución de una de las seis subastas actuales. A tal fin presentaron a consulta pública dos posibles alternativas para la adaptación de las subastas actuales.

Tras los comentarios recibidos, las autoridades reguladoras ibéricas, CNMC y ERSE, decidieron que la introducción de la subasta de apertura a las 15:00 D-1, se debía hacer suprimiendo la última subasta correspondiente a las 12:55 del día D y hacer coincidir así, los horarios de las nuevas tercera y sexta subasta con las futuras subastas paneuropeas.

La implementación del nuevo modelo requiere que ambos operadores del sistema (REN y REE) y el operador del mercado (OMIE) adapten sus procesos y sistemas para cumplir con los nuevos requerimientos, y a la vez asegurar el adecuado funcionamiento de la operación del sistema y un buen servicio a los diferentes participantes en el mercado.

Con fecha 31 de mayo de 2019 tuvo entrada en esta Comisión informe del Comité de Agentes del Mercado sobre la propuesta de adaptación de las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica para implementar en el MIBEL la apertura del mercado intradiario

continuo a las 15:00 horas del día anterior al negociado (D-1), adjuntando la propuesta de reglas y los comentarios a la misma. Asimismo, con fecha 25 de junio de 2019, tuvo entrada en esta Comisión la propuesta de los siguientes procedimientos de operación (P.O) para su adaptación al mercado intradiario a las 15h00:

- *P.O. 1.5 Establecimiento de la reserva para la regulación frecuencia/potencia.*
- *P.O. 3.1 Programación de la generación.*
- *P.O. 3.2 Restricciones técnicas.*
- *P.O. 3.3 Gestión de desvíos.*
- *P.O. 3.6 Comunicación y tratamiento de las indisponibilidades de las unidades de producción.*
- *P.O. 3.8 Participación de las instalaciones de producción durante la fase de pruebas pre-operacionales de funcionamiento.*
- *P.O. 7.3 Regulación terciaria.*
- *P.O. 14.4 Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.*

El 27 de junio, la CNMC sacó a trámite de información pública las mencionadas propuestas del operador del mercado de cambio de reglas de mercado y del operador del sistema de cambio de los procedimientos de operación, optimizando los intervalos de tiempo existentes entre las subastas intradiarias, y minimizando los futuros cambios para los sujetos cuando se implanten las subastas paneuropeas (las dos primeras subastas paneuropeas están previstas para no antes de finales de 2020, quedando la tercera subasta para desarrollos posteriores). Asimismo, las mencionadas propuestas se sometieron a trámite de audiencia a través del Consejo Consultivo de Electricidad.

El plazo para presentar alegaciones comenzó el 27 de junio y finalizó el 25 de julio de 2019. Una vez concluido dicho plazo, se han recibido comentarios de los siguientes agentes:

- En el ámbito de las empresas del sector eléctrico, se han recibido alegaciones de VIESGO GENERACION, S.L, ENDESA, S.A, NATURGY ENERGY GROUP, S.A, FORTIA ENERGIA, S.L., IBERDROLA ESPAÑA, S.A. UNIPERSONAL, EDP ESPAÑA S.A.U, ACCIONA ENERGIA, S.A.
- En el ámbito de los operadores, se han recibido alegaciones de RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U. en su calidad de operador del sistema,
- En el ámbito de las asociaciones representativas de las empresas del sector energético, se han recibido alegaciones ACIE, EFET, ARMIE
- En el ámbito de las Comunidades Autónomas, se han recibido alegaciones de la Generalitat de Cataluña

Asimismo, las mencionadas propuestas del operador del mercado de cambio de reglas de mercado y del operador del sistema de cambio de los procedimientos de operación, fueron remitidas a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica el 8 de julio de 2019, sin que se hayan recibido comentarios al respecto.

Por otra parte, la propuesta de modificación de reglas del mercado ha sido sometida al Consejo de Reguladores del MIBEL, de acuerdo con el Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004, quien no ha presentado objeciones a la misma por considerar que adopta el marco regulatorio comunitario relativo al mercado de electricidad, de aplicación al MIBEL.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

PRIMERO.- El apartado 38 del artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, modificada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, establece que la CNMC debe determinar las reglas de los mercados organizados en su componente normativa, en aquellos aspectos cuya aprobación corresponda a la autoridad reguladora nacional, de conformidad con las normas del derecho comunitario europeo, y que dichas reglas se publicarán en el “Boletín Oficial del Estado”.

Asimismo, el artículo 5 del Reglamento UE 2017/2195 de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, asigna a las autoridades reguladoras nacionales la competencia para aprobar las condiciones y metodologías relativas a los servicios de balance.

SEGUNDO.- La propuesta recibida recoge los cambios necesarios para la adaptación de reglas y procedimientos de operación a la nueva apertura del mercado intradiario a las 15:00 D-1, en particular:

- Eliminación de la actual sexta subasta e introducción de la nueva subasta de apertura, con recepción de ofertas desde a las 14h00 hasta las 15h00 del día D-1 (anterior al negociado)
- Apertura a las 15h10 del día D-1 de los periodos del día negociado D en el mercado intradiario continuo
- Retraso de una hora de la actual quinta subasta, abriendo a las 09h00 CET y cerrando a las 09h50, con un total de 12 periodos horarios de negociación (13-24).
- Adelanto de la hora de cierre de la actual primera sesión, abriendo a las 17h00 CET y cerrando a las 17h50, con un total de 28 periodos horarios de negociación (21-24 D, 1-24 D+1) frente a los 27 actuales
- Adecuación de los procesos de la operación del sistema para su encaje en los nuevos horarios más ajustados. Los operadores del

sistema, deben acortar sus procesos para adecuar la publicación de los programas necesarios a los participantes en el mercado. Entre otros cambios, la propuesta recoge la eliminación del mercado de contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir (regulado en el P.O 3.9).

Tabla 1: Impacto de la propuesta en las actuales sesiones intradiarias (hora española)

Situación actual		SESION 1ª	SESION 2ª	SESION 3ª	SESION 4ª	SESION 5ª	SESION 6ª
APERTURA DE SESION		17:00	21:00	1:00	4:00	8:00	12:00
CIERRE DE SESION		18:50	21:50	1:50	4:50	8:50	12:50
CASACION Y PUBLICACION		18:55	21:55	1:55	4:55	8:55	12:55
HORIZONTE DE PROGRAMACION		27 horas	24 horas	20 horas	17 horas	13 horas	9 horas
(Periodos horarios)		(22-24 Y 1-24)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(12-24)	(16-24)

Propuesta		Sesión 1ª	SESION 1ª- 2ª	SESION 2ª- 3ª	SESION 3ª- 4ª	SESION 4ª- 5ª	SESION 5ª- 6ª	SESION 6ª
APERTURA DE SESION		14:00	17:00	21:00	1:00	4:00	8:00 9:00	12:00
CIERRE DE SESION		15:00	18:50 17:50	21:50	1:50	4:50	8:50 9:50	12:50
CASACION Y PUBLICACION		15:07	18:55 17:57	21:55 21:57	1:55 1:57	4:55 4:57	8:55 9:57	12:55
HORIZONTE DE PROGRAMACION		24 horas D+1	27 28 horas	24 horas	20 horas	17 horas	13 12 horas	9 horas
(Periodos horarios)		(1- 24)	(22 21-24 Y 1-24)	(1-24)	(5-24)	(8-24)	(12 13-24)	(16-24)

TERCERO.- La CNMC ha dado prioridad a los cambios en reglas y procedimientos que resultan necesarios para su adaptación a la apertura del mercado intradiario continuo a las 15:00 D-1. Es por ello que algunos comentarios recibidos, pudiendo tener cabida en próximas revisiones, se ha preferido no incorporarlos en este momento en la versión de reglas y procedimientos de operación incluidos en los anexos de esta resolución, ya que implicarían un retraso en la implementación de los nuevos horarios.

Se expone a continuación, las propuestas de cambio recibidas en el proceso de consulta, explicando los motivos por los que se consideran pertinentes o no, a efectos de su inclusión en las reglas y procedimientos para aprobación:

Algún agente solicita un plazo de 3 meses para la entrada en vigor de los cambios desde la publicación de reglas y procedimientos.

Se considera adecuado establecer un plazo razonable de entrada en vigor que permita a los agentes y operadores implementar los cambios y realizar las pruebas para adaptarse a los nuevos sistemas y tiempos.

Algunos agentes solicitan que se aproveche esta modificación de los horarios para reducir el número de subastas intradiarias.

Se ha optado por introducir la subasta de apertura y, con objeto de no incrementar el número de subastas, eliminar la última subasta. Cuando se implementen las subastas europeas se irán sustituyendo por sus equivalentes, y se analizará la posibilidad de eliminar las sesiones regionales.

Varios agentes solicitan preservar el mecanismo de reserva de potencia a subir, para evitar programar reserva mediante redespachos en tiempo real y evitar su potencial sobrecoste sobre la demanda.

El informe justificativo del operador de sistema sobre las propuestas de adaptación de los Procedimientos de Operación a la apertura del Mercado Intradía Continuo a las 15h00 CET, indica que el adelanto de la apertura del mercado intradía continuo (MIC) a las 15h00 requiere la eliminación del mercado de reserva de potencia adicional a subir, dado que no puede ser gestionado en paralelo con el mercado intradía (de carácter continuo o de subastas).

La contratación y asignación de reserva de potencia adicional a subir en el sistema se realiza con respecto al Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y con anterioridad a la modificación de los programas en el mercado intradía, si bien, con el adelanto de la apertura del MIC a las 15h00, según afirma el OS, no se dispone del tiempo necesario para la realización de dicho mercado de reserva, al ser la hora límite para la publicación del PDVP las 14h45 y la hora de cierre de la primera subasta intradía MIBEL las 15h00.

La modificación de los programas en el mercado intradía conlleva un cambio en las reservas de potencia disponibles y en las reservas de potencia requeridas en el sistema, lo que puede provocar que en el mercado de reserva de potencia adicional a subir se solicite y asigne una reserva de potencia adicional a subir de valor mayor o menor a la necesaria, lo que plantea dudas sobre la operatividad de seguir manteniendo este mecanismo. Por ello, la propuesta del OS plantea que, cuando se identifique una situación de falta de reserva de potencia a subir en el sistema, se resuelva aplicando el procedimiento de solución de restricciones técnicas en tiempo real que, por otra parte, al realizarse más cerca del tiempo real, conllevará previsiblemente una menor necesidad de reserva de potencia a subir en el sistema.

Con respecto a la preocupación manifestada por algunos agentes relativas al potencial incremento de coste que podría suponer proveer reserva mediante redespachos cerca del tiempo real, cabe destacar que este es un mecanismo competitivo en el que el número de ofertantes con capacidad de resolver un problema de reserva debería ser, con carácter general, elevado.

Finalmente debe considerarse que el modelo propuesto por el OS mantiene la existencia de un mecanismo de gestión de desvíos ('replacement reserve') que permite al operador del sistema (OS) aprovisionarse cerca del tiempo real ante mayores desvíos de los esperados, y que más adelante, y en línea con los desarrollos de sistemas de balance paneuropeos, podría complementarse, si estuviera debidamente justificado, mediante un mecanismo de reserva de regulación terciaria.

Varios agentes solicitan ampliar los tiempos disponibles a los agentes para ofertar a restricciones técnicas al programa base de funcionamiento (15'),

a la primera sesión de intradiario tras la publicación del programa viable definitivo PDBF (15'), y para nominar en unidades de programación (y físicas en su caso) (20') tras la publicación del programa base de casación (PO 3.1)

Efectivamente la apertura del intradiario continuo a las 15:00 D-1 obliga a comprimir los tiempos disponibles para los procesos tanto para agentes mercado como para OS y OM. Se considera que el reparto establecido es equilibrado no existiendo mucho margen para que los horarios sean más holgados, teniendo en cuenta la restricción de apertura del intradiario a las 15:00. No obstante, los operadores deberían realizar el mayor esfuerzo por acortar los tiempos previstos como máximos para llevar a cabo la publicación de cada programa lo más pronto posible y así permitir a los agentes elaborar sus ofertas a la primera subasta.

En cualquier caso, cabe mencionar que el mercado continuo y las subastas intradiarias posteriores a la primera aportan alternativas igualmente válidas para que los agentes puedan ajustar sus posiciones.

Algunas alegaciones insisten en la necesidad de conseguir una apertura efectiva de la interconexión con Francia a las 15:00

Los reguladores ibéricos coinciden en la importancia para el funcionamiento del mercado continuo europeo que tiene la apertura efectiva de la negociación a través de la frontera con Francia a las 15:00.

De acuerdo con la información proporcionada hasta la fecha por la autoridad reguladora francesa (CRE) a esta Comisión, no se prevé que el adelanto de la apertura del mercado intradiario en la frontera entre España y Portugal a las 15:00 conlleve un adelanto en la frontera España-Francia, cuya capacidad seguirá siendo puesta a disposición de los agentes a las 22:00 D-1.

A este respecto, cabe mencionar que, la decisión de ACER 2/2019 por la que se define el cálculo de capacidades transfronterizas en la región de centro de Europa (CORE), obliga en su punto 26(6), a ofrecer al menos los restos de la capacidad del mercado diario a las 15:00, permitiendo en su punto 11(3), de forma temporal un valor nulo *hasta 6 meses después de la entrada en vigor del primer cálculo de capacidad intradiaria (prevista para antes de finales del 2021)*.

Varios agentes solicitan permitir “internal trades” en línea con el Artículo 17.3 de la guía de balance 2017/2195

De acuerdo con el artículo 17 del Reglamento 2017/2195, cada sujeto de liquidación responsable del balance podrá modificar los programas necesarios para calcular su posición a efectos del cálculo de su desvío, antes y después del cierre del mercado intradiario. Asimismo, el artículo 18.6.e) establece que las Condiciones relativas al balance deberán determinar las normas para que los sujetos modifiquen sus programas de acuerdo con el mencionado artículo 17.

Las Condiciones relativas al balance se encuentran actualmente en tramitación en la CNMC¹ y en dicho marco, serán abordadas las mencionadas normas.

Se ha recibido alguna alegación señalando que el portfolio es la única forma de garantizar limitaciones por seguridad en continuo y que, por tanto, no debería permitirse otra forma de ofertar

Si bien es cierto que se ha detectado algún caso que el OM no puede asegurar que las limitaciones establecidas por seguridad por el OS sean respetadas cuando las ofertas al mercado continuo no se realiza en unidades de portfolio, no es posible habilitar un mecanismo que asegure el control por parte del OM del respeto de estas limitaciones: Aunque se habilitase un mecanismo para modificar o retirar la oferta introducida en el XBID y adaptarla a la limitación, el mismo problema persistiría en aquellos casos en que la oferta hubiera casado inicialmente de forma instantánea al entrar en XBID.

Algún agente indica que los descuadres que pudieran surgir en el intradiario continuo ante anulaciones de programa deben arreglarse con coste a cargo de las rentas de congestión de cada sistema.

Se considera oportuno incluir esta modificación en la propuesta, resultando acorde con lo propuesto en la Circular de Mercados de la CNMC², actualmente en tramitación.

Algún agente alega que se debería permitir incluir en el portfolio la comercialización de referencia, unidades del sistema balear, y unidades de representación en nombre ajeno y por cuenta ajena (regla 12).

Se considera conveniente por motivos operativos y de transparencia mantener separadas el portfolio de estas actividades.

Algún agente ha solicitado que se permita tener varias carteras del mismo tipo de actividad (regla 12)

Por racionalidad en el número de portfolios y para facilitar su supervisión, se considera preferible a día de hoy mantener un portfolio por sujeto, actividad y tipo compra/venta

Algún agente propone que se eliminen las restricciones a la representación, para que queden recogidas en normativa de más nivel en futuras reformas normativas (regla 7.4)

Las restricciones a la representación vienen recogidas en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, por lo que se considera adecuado su mantenimiento en las reglas.

¹ DCOOR/DE/012/18

² Propuesta de circular de la comisión nacional de los mercados y la competencia, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema. CIR/DE/010/19.

Algunos agentes consideran que se debería aprovechar la modificación de las reglas para eliminar los límites de precio en la oferta en línea con el artículo 10 del Reglamento UE 2019/943.

Se comparte la necesidad de implementar en breve un mecanismo para el ajuste de los límites de precio en línea con el punto 2 del artículo 10 del Reglamento (UE) 2019/943, si bien dicho mecanismo debe ser abordado con la correspondiente consulta pública, por lo que se afrontará en posteriores revisiones de reglas y procedimientos de operación.

Alguna alegación solicita que se permitan ofertas de compra en mercado diario a unidades de venta, que queden amparadas por posiciones vendedoras en contratos bilaterales declarados previamente (regla 6).

No se considera necesario y adecuado esta propuesta. El mercado ya ofrece suficiente flexibilidad a las unidades de venta para que vendan su energía, pudiendo incluso usar una comercializadora intermedia.

Algunos agentes han propuesto eliminar las condiciones complejas de ingresos mínimos y sustituirlas por ofertas complejas con condiciones de bloque (regla 39.1.2.2.1)

Ya se está trabajando a día de hoy en el marco del desarrollo del Reglamento (UE) 2015/1222, en estudiar alternativas que permitan reducir los tiempos de casación del algoritmo de casación del mercado diario europeo (en EUPHEMIA) y con ello su escalabilidad. Del resultado de dicho estudio se analizará, como una de las posibles alternativas, la conveniencia de modificar o en su caso cambiar la actual condición compleja de ingresos mínimos.

Algún agente ha propuesto eliminar en el proceso de aceptación de ofertas, las validaciones no ligadas a garantías. Algún agente ha propuesto eliminar los controles a la oferta del porfolio ya que su potencia máxima se puede estar vendiendo en paralelo con unidades de oferta y controlar exclusivamente en el momento de desagregar en unidades de oferta. También se ha propuesto poder hacer subastas intradiarias sin necesidad de disponer del programa diario viable (regla 46.2.4)

Se considera conveniente a día de hoy la permanencia de dichas validaciones y procesos con el fin de mantener el carácter físico del mercado ibérico de electricidad (MIBEL) así como de ayudar a conformar un programa horario final más real.

Algún agente propone evitar el rechazo de oferta por límites de potencia o indisponibilidad, dejando casada la parte dentro de límites (regla 46.2.4)

Si bien se considera que dicha funcionalidad podría ser útil para algunos agentes, su implementación requería de un análisis acerca de la complejidad

que supone su desarrollo, así como de una visión más unánime de esta preferencia sobre la alternativa actual en la que el rechazo sirve de aviso para que el agente oferte de nuevo evitando posibles errores operativos.

Algún agente propone permitir agregar la oferta de varias unidades de oferta por nudo de conexión para optimizar su oferta (por ejemplo, en relación con sus peajes de gas)

Esta propuesta debería ser analizada en un contexto más amplio de diseño de mercado y no en la modificación de reglas y procedimientos de operación objeto de esta resolución.

Algún agente propone permitir seguir negociando en el continuo parte de la capacidad de transfronteriza mientras se efectúa la subasta intradiaria regional

No se considera razonable que parte de la capacidad se ofrezca “gratis”, al mismo tiempo que la otra parte se ofrece poniendo precio a la capacidad. Ni siquiera se está planteando esta posibilidad en las futuras subastas intradiarias paneuropeas.

Algún agente propone flexibilizar la desagregación del portfolio en unidades de oferta de tal forma que no haga falta desglosar todas las ventas y compras por separado, sino de forma conjunta (regla 48)

Se considera adecuada esta propuesta para, así, flexibilizar la forma de desglosar en unidades de oferta, si bien se considera preferible analizarla en revisiones posteriores por parte de los operadores.

Algún agente propone flexibilizar la desagregación del portfolio en unidades de oferta de tal forma que se permitan errores superiores a 1 MWh (regla 48)

Se considera que es preferible que los agentes desarrollen las aplicaciones necesarias para proporcionar un desglose cuyo valor total encaje en los límites tolerados a que sea el operador el que tenga que aplicar una lógica de ajuste de errores que podría no ser unánimemente aceptada por todos los agentes.

Algunos agentes proponen permitir un desglose de portfolio por defecto con mecanismo de prorata con respecto al último desglose, o un mecanismo según criterio de orden entre unidades establecido por el agente o que las unidades afectadas por limitaciones de programa mínimo o con programa nulo, sean las últimas en el orden de desagregación (regla 48).

Sin menoscabo del valor potencial que tendría implementar una funcionalidad de este estilo, su introducción de reglas específicas para cada agente introduce una mayor complejidad y probabilidad de errores, y no siempre se puede garantizar la existencia de un desglose anterior sobre el que aplicar reglas de prorata.

Tampoco se puede garantizar que la decisión de establecer un criterio prefijado de orden sea adecuada para todos los sujetos.

En caso de fallo en el proceso de nominación de unidades de oferta en unidades de programación, y de unidades de programación en unidades físicas, algún agente solicita que se implemente un mecanismo que asigne la diferencia de forma proporcional a la última nominación válida y, en cualquier caso, aceptar nominaciones que no respetando limitaciones, se acerquen a su cumplimiento (PO3.1 apartado 5.3.7)

Sin menoscabo del valor potencial que tendría implementar una funcionalidad de este estilo, su introducción de reglas específicas para cada agente introduce una mayor complejidad y probabilidad de errores, y no siempre se puede garantizar la existencia de un desglose anterior sobre el que aplicar reglas de prorrata.

Se ha recibido alguna alegación en la que se indica que el programa PIBCIC debería incluir el programa de las transacciones de compra y de venta de energía realizadas por las unidades de oferta y unidades portfolio y, no solo el programa neto de estas transacciones, para permitir a los sujetos de mercado que puedan nominar posteriormente al OS, de forma separada, los programas de compra y de venta de dichas unidades de oferta en las unidades de programación correspondientes (regla 54.7.2.2)

Se considera adecuada esta propuesta para, así, permitir que las nominaciones en unidades de programación sean más ajustadas a la realidad, por lo que se requiere a los operadores que analicen para la próxima versión de reglas y P.O si sería posible introducir esta modificación.

Se ha recibido un comentario solicitando que el OM comunique al OS las desagregaciones recibidas hasta el final del horizonte diario de programación, tan pronto como hayan sido comunicadas por los agentes al OM (regla 57.4.2.2)

Se considera que esta medida permitiría dar mayor visibilidad al operador del sistema de cara al análisis de seguridad en el horizonte diario, por lo que el operador del mercado deberá analizar la posibilidad de su implementación en la próxima revisión de reglas.

Algún agente indica que se debería notificar previamente a un agente antes de restringir su acceso a las plataformas de mercado (regla 14)

Ya se había introducido esta salvaguarda en la propuesta de reglas recibidas.

Algún agente ha solicitado ampliar el plazo de reclamaciones a más de 1 minuto (regla 57.2)

Se considera que, dados los tiempos tan ajustados que manejan los operadores, es difícil ampliar el plazo de reclamaciones.

Algún agente ha propuesto dimensionar las reserva de regulación terciaria considerando la variabilidad de la producción eólica y solar expresada como un porcentaje de esta (2% demanda + max(fallo simple, x% eólica y solar)) (P.O. 1.5)

Se considera que, a futuro, y a medida que siga incrementándose la integración de energías renovables no gestionables, se podría valorar la posibilidad de meter un porcentaje de la energía no gestionable en el dimensionamiento de la reserva de regulación terciaria. Esta modificación debería abordarse en el marco de la Metodología y Condiciones incluidas en los acuerdos operativos de bloque de control frecuencia potencia en el sistema eléctrico peninsular español previstos en el artículo 119 del Reglamento (UE) 2017/1485 de la comisión europea de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad.

Algún agente propone implementar una señal del sistema en tiempo real con el programa a seguir de cada unidad de producción (de regulación)

Los agentes deberían desarrollar las herramientas necesarias para conocer el programa final y desglose de cada unidad derivado de sus transacciones, por lo que no se considera necesaria esta utilidad más allá de futuras mejoras relacionadas con la operación del sistema (programación en rampa, etc).

Algún agente solicita que, en caso de desacoplamiento, se avise con suficiente antelación a los agentes de mercado la capacidad que se ofrece al intradiario en la frontera con Francia (P.O.3.1 apartado 5.1).

Ya se publica vía web la capacidad de interconexión en los tiempos de preaviso requeridos por el Reglamento (UE) n ° 543/2013, de 14 de junio de 2013, sobre la presentación y publicación de datos de los mercados de la electricidad. En el momento en que se implementen subastas intradiarias paneuropeas, en caso de desacoplamiento con Francia, y fallar la subasta de capacidad explícita de respaldo, la capacidad transfronteriza se introduciría preferentemente en la primera subasta de apertura (15:00 D-1).

Algún agente indica que sería conveniente evitar tener que desglosar las unidades físicas para unidades de programación de bombeo (P.O.3.1 apartado 5.3.5).

Se considera necesario el envío del desglose de unidades físicas de bombeo, dado que puede resultar necesario que el operador del sistema conozca cuáles son las unidades físicas que están efectivamente programadas a efectos de posibles trabajos en líneas de conexión.

En la asignación de ofertas al proceso de restricciones técnicas al programa base de funcionamiento (pdbf), algún agente indica que se debería poder activar la posibilidad de utilizar los bloques que queden por encima de los ya casados en el pdbf, lo que permitiría el envío de ofertas al

mecanismo de restricciones, sin esperar a conocer previamente el resultado del pdbf. (P.O. 3.1 apartado 5.5)

Sin menoscabo del potencial valor de esta funcionalidad, su implementación añadiría cierta complejidad, y en cualquier caso se requeriría un mayor análisis de su preferencia por parte de los sujetos frente al funcionamiento actual.

Algún agente considera que sería conveniente que el apartado 5.7 del PO 3.1 hiciese referencia al proceso de reasignación de reserva de secundaria

Se considera adecuada la introducción de dicha referencia.

Algún agente solicita reducir el límite de 30 MW a la hora de declarar desvíos comunicados (P.O. 3.1 apartado 9.4)

Se considera adecuado el texto actual, ya que obliga a un sujeto a enviar desvíos comunicados superiores a 30 MW al operador del sistema, pero no se lo impide en los casos en los que los desvíos sean menores a 30 MW.

A efecto de reducción en caso de congestión, algún agente solicita que se considere como no gestionables, las unidades de gestión hidráulica UGH que contengan alguna instalación no gestionable (P.O. 3.1 anexo II)

Por definición, las unidades de gestión hidráulicas se deben considerar gestionables.

Se ha recibido alguna alegación indicando que se deberían eliminar referencias a gestores de carga cuya figura no existe ya en la normativa

En el texto recibido ya se ha eliminado toda referencia.

Se debería permitir varias ofertas complejas al proceso de restricciones técnicas para la misma unidad de oferta para optimizar peaje de gas (P.O. 3.2 apartado 4.5)

El modelo actual de ofertar al mecanismo de restricciones técnicas se basa en una oferta por unidad, por lo que la implementación de esta alegación supondría un cambio sustancial del modelo actual que debería abordarse en un análisis específico del proceso de restricciones.

Se debería permitir en proceso de restricciones técnicas, el envío de ofertas complejas específicas para el arranque de la segunda turbina gas (P.O. 3.2 apartado 4.5)

Se considera adecuado el modelo de oferta en el que ya se contempla el término de arranque de la segunda turbina. Como no son unidades de oferta independientes (el arranque de la segunda turbina de gas depende de tener la turbina de vapor arrancada), no se considera adecuada la posibilidad de permitir ofertas complejas específicas para la segunda turbina, cuando su funcionamiento está ligado al funcionamiento de la turbina de vapor.

Se debería distinguir para la segunda turbina de un ciclo combinado un arranque en frío de uno en caliente (P.O. 3.2 apartado 4.5)

Parece razonable suponer que el arranque de la segunda turbina es en caliente. Cabe mencionar además que término de arranque de la segunda turbina puede ser modificado antes de que sea programado generalmente en tiempo real.

Algún agente plantea que se debe aclarar que desgloses incorrectos enviado con anterioridad al establecimiento de la limitación, no darán lugar a redespachos de energía. (P.O. 3.2 apartado 5)

Se considera adecuado mejorar la redacción para evitar posibles interpretaciones.

Se ha recibido alguna alegación solicitando que se aclare que las unidades físicas sin limitaciones podrán variar su programa (P.O. 3.2 apartado 5)

Efectivamente podrán modificar las nominaciones por unidad física no limitadas, en los nuevos desgloses que se requieran tras su negociación en el mercado de la unidad de oferta-programación correspondiente.

En aquellos casos en los que el establecimiento de limitaciones de programa máximo igual a la potencia máxima no da lugar a redespacho, algún agente solicita que se deberían aceptar desvíos comunicados superiores a 5 MW (P.O. 3.2 apartado 5).

No se puede aceptar porque en ningún caso una limitación potencia máxima dará lugar a un redespacho, independientemente que el agente haya comunicado el desvío

Se ha recibido alguna alegación indicando que se debería establecer que los sujetos tengan acceso a demanda por nudo al día siguiente (P.O. 3.2 apartado 6.1.1).

Se considera suficiente el plazo máximo de tres días dispuesto hoy en día para poner a disposición de los sujetos los datos de demanda por nudo, teniendo en cuenta, además, que generalmente se encuentran disponible al día siguiente.

En las reducciones de programa en el proceso de restricciones técnicas al programa base de funcionamiento, alguna alegación solicita que se elimine el trato preferente a las tecnologías renovables (P.O. 3.2 apartado 6.1.3)

Se reconoce la necesidad de adaptación al 'Clean Energy Package' CEP de los procedimientos de operación, a lo previsto en el artículo 12 del Reglamento 2019/943. De acuerdo con el mencionado reglamento, solo se contempla la existencia de una prioridad de despacho para las instalaciones de menos de 400 kW o para los proyectos de demostración, sin perjuicio de que un Estado miembro pueda no aplicar el despacho prioritario a estas instalaciones en determinadas condiciones como, por ejemplo, en aquellos casos donde se cuente con mercados intradiarios. Se requiere al OS que analice los cambios necesarios para la adaptación de la normativa nacional al nuevo reglamento.

Alguna agente solicita que se debería permitir levantar limitaciones por insuficiente reserva a subir al programa base de funcionamiento, cuando el OS ya no las considere necesarias (P.O. 3.2 apartado 6.1.3).

Con la normativa actual, a día de hoy el operador de sistema ya estaría habilitado para levantar limitaciones que no sigan aplicando.

Se ha recibido alguna alegación indicando que el modo de funcionamiento de un ciclo combinado debe ser el definido en el desglose por unidad física presentado por el agente (P.O. 3.2 apartado 6.1.4).

A día de hoy es así, salvo que sea un desglose incorrecto.

Alguna agente solicita que se deberían seguir publicando las limitaciones zonales, aunque ya no apliquen al continuo (P.O. 3.2 apartado 6.1.5)

El operador de sistema ya no aplica ni envía al operador de mercado limitaciones zonales, aplicando, en su caso, limitaciones individuales que preserve la seguridad de la zona.

Alguna agente solicita que en el proceso de restricciones técnicas a solicitud del distribuidor se debería hacer referencia a la aplicación de los correspondientes criterios de fiabilidad en distribución (P.O. 3.2 apartado 6.1.6)

No se considera posible en este momento, en tanto que todavía no están aprobados dichos criterios de fiabilidad (procedimientos de distribución pendientes de aprobación).

Alguna agente solicita que, en los casos de congestiones de evacuación de energía zonales, se debería respetar el último desglose por unidad física, aun cuando el desglose fuera incorrecto (P.O. 3.2 apartado 6.1.7)

Se considera conveniente que, si el desglose es incorrecto, el operador de sistema pueda considerar el programa de aquellas unidades físicas que respete las limitaciones.

En los casos de congestiones de evacuación de energía zonales, algún agente indica que se debe aclarar en el punto 6.1.7 del PO 3.2 el significado de "...se tendrá en cuenta el impacto de la programación de la parada de la unidad en el consumo asociado a unidades de generación"

Se considera adecuado, de acuerdo con la alegación, aclarar que, en caso de necesidad de reducciones de programa a elegir entre un conjunto de unidades, para el caso de unidades con consumos asociados (como las cogeneraciones),

la minoración del consumo asociado debe ser tenido en cuenta a la hora de valorar la reducción efectiva de programa.

En los casos de congestiones de evacuación de energía zonales, en el punto 7.1 del PO 3.2, a efecto de parar o limitar a varios candidatos se deben aplicar criterios técnicos (limitaciones ambientales, arranques, etc) y luego turnos rotatorios

No resulta necesario, en tanto que ya se determina vía oferta de restricciones técnicas en tiempo real a bajar el orden de selección de los candidatos.

Algún agente solicita que se haga público en tiempo real a los agentes el volumen despachado de restricciones técnicas en tiempo real por insuficiente reserva a subir. (P.O. 3.2 apartado 7)

A día de hoy ya se publica dicha información en tiempo real vía web.

Algún agente solicita que, en la valoración económica de ofertas de programación de restricciones técnicas en tiempo real, se elimine el descuento considerando del volumen a bajar valorado a precio de mercado diario (P.O. 3.2 apartado 7.1).

Se considera adecuado el mecanismo incluido en la propuesta de P.O., similar al de la fase II de restricciones técnicas al programa base de funcionamiento, dado que permite reflejar de forma más real, el coste que supone para el consumidor.

Algún agente solicita que se implemente una fase a bajar de reequilibrio en las restricciones técnicas en tiempo real por insuficiente reserva a subir (P.O. 3.2 apartado 7.6)

No se considera oportuno en este momento la implementación de esta segunda fase de equilibrio en la programación de restricciones en tiempo real, sin menoscabo de que la implementación futura de las plataformas de balance conlleve cambios en dichos procesos.

Algún agente solicita que, en el caso de redespachos en tiempo real, cuando estos no resulten efectivamente ejecutados, deberían considerarse firmes o ser retribuidos por los costes incurridos. (P.O. 3.2 apartado 7.1)

Dado que la casuística es muy reducida y generalmente afectando a horas no inmediatamente próximas al momento de su desprogramación, no se considera la necesidad de introducir un mecanismo de evaluación de costes incurridos que pudiera resultar muy complejo.

Algún agente indica que en el punto 7.3 del P.O. 3.2 se debe especificar que haya al menos una ronda completa de intradiario para que la central se pueda adaptar a la indisponibilidad sobrevenida

Ya se indica en el punto 7.3 del P.O. 3.2, que la anulación de programa mediante redespachos se mantendrá hasta el inicio del horizonte intradiario que le permita gestionar la modificación de su programa.

Algún agente indica que se deberían penalizar los incumplimientos de redespachos valorándolos como 1,2 veces el sobrecoste de los servicios de ajuste sobre el precio del mercado diario: 1,2* (precio ssaa_subir - PMD) (P.O. 3.2 anexo I.2)

Estas cuestiones deberían abordarse en el desarrollo de las Condiciones de balance.

Algún agente indica que se debería mejorar la retribución en el mecanismo excepcional de asignación de gestión de desvíos a subir: 1,15 veces el precio de la gestión de desvíos, o 1,5 veces el precio del mercado diario. Y para la asignación a bajar: 0,85 veces el precio de la gestión de desvíos o 0,5 veces el precio del mercado diario. Asimismo, proponen que, en ausencia de escalera de terciaria se debería valorar la energía de regulación secundaria, a precio de mercado diario (P.O. 7.2 apartado 10.3)

Estas cuestiones deberían abordarse en el desarrollo de las Condiciones de balance.

En la validación de ofertas al proceso de gestión de desvíos (P.O. 3.3 apartado 5.2.1), se debería limitar los precios al correspondiente al 95% del volumen ofertado.

No se considera adecuado introducir cambios adicionales en este proceso que deberá ser revisado para su adaptación a la plataforma europea TERRE de intercambio de reservas de reemplazo ('replacement reserve') al amparo del reglamento (UE) 2017/2195.

Algunos agentes indican que se debería relajar la comunicación de indisponibilidades < 1MW (P.O 3.6 apartado 9.4)

La propuesta reduce el umbral de 30 MW vigente a 1 MW de los sujetos obligados a remitir indisponibilidades. Esta modificación debería adoptarse una vez se implementen las metodologías derivadas del Reglamento UE 2017/1485, en particular, el desarrollo de su artículo 40.5.³, con el fin de que toda la

³ Actualmente se encuentra a esperas del informe de la CNMC la Propuesta normativa para la implementación de los códigos de red europeos de conexión y del artículo 40.5 del Reglamento (UE) 2017/1485, en la que se concreta la aplicabilidad y el alcance en el intercambio de datos estructurales, programados, en tiempo real y otras disposiciones.

regulación relativa a obligaciones de remisión de información sea coherente. Por ello, se modifica el P.O. 3.6 para mantener su redacción previa.

Algún agente indica que en el ANEXO II 1.b del P.O. 3.1 se debe clasificar al bombeo mixto en el grupo 1.b, ya que no se puede desligar el bombeo mixto de la gestión integrada de las cuencas

Se considera adecuado llevar bombeo mixto del apartado 1c al apartado 1b.

Algún agente indica que resulta exagerado considerar medida nula para unidades de portfolio sin desagregación (P.O. 14.5)

Se considera aceptable el criterio vigente en tanto que coincide con el trato dado a las unidades genéricas (sin un punto de consumo). Adicionalmente, los agentes ya cuentan con un desglose por defecto habilitado en las reglas de mercado para evitar esta situación.

Algún agente indica que se debería eliminar el pago regulado al bombeo (P.O. 14.4 apartado 7.2.4)

Se considera una valoración del consumo razonable. Cabe recordar que por ejemplo en la fase 1 de restricciones técnicas a bajar al programa base de funcionamiento se aplica un precio a bajar igual al precio de mercado diario.

Vistos los citados antecedentes de hecho y fundamentos de derecho, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC,

RESUELVE

PRIMERO. Aprobar las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica (incluyendo el correspondiente modelo del contrato de adhesión) y los procedimientos de operación 1.5, 3.1, 3.2, 3.3, 3.6, 3.8, 7.3 y 14.4, recogidos en los anexos a esta resolución.

SEGUNDO. Estas reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiarios de producción de energía eléctrica y los procedimientos de operación mencionados surtirán efectos desde el 12 de noviembre de 2019.

TERCERO. Requerir al operador del mercado y al operador del sistema, según corresponda, para que lleven a cabo las actuaciones conforme a lo indicado en el fundamento de derecho tercero de esta resolución.

Notifíquese esta resolución al operador del mercado y al operador del sistema, publíquese de forma íntegra en la página web de la CNMC, y publíquese de

forma extractada en el Boletín Oficial del Estado, de conformidad con lo establecido a este respecto en el artículo 7.38 de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

El presente documento está firmado electrónicamente por Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo, con el Visto Bueno de la Presidenta de la Sala, María Fernández Pérez.