



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 27/2009 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN
DE LAS REGLAS DE
FUNCIONAMIENTO DE LOS
MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO
Y DEL CONTRATO DE ADHESIÓN
PARA ADAPTARLOS A CIERTOS
CAMBIOS REGULATORIOS**

22 de octubre de 2009

INFORME 27/2009 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LAS REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS MERCADOS DIARIO E INTRADIARIO Y DEL CONTRATO DE ADHESIÓN PARA ADAPTARLAS A CIERTOS CAMBIOS REGULATORIOS

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, 1, función segunda de la ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y con el artículo 5.2 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 22 de octubre de 2009 ha acordado emitir el siguiente informe:

1. OBJETO

El presente documento tiene por objeto informar preceptivamente la propuesta de modificación de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica, así como, del Contrato de Adhesión a dichas Reglas de Funcionamiento de los Mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica, para adaptarlos al Real Decreto 485/2009, de 2 de abril, al Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, y a las Órdenes Ministeriales ITC/1549/2009, de 10 de junio, e ITC/1659/2009, de 22 de junio, y la Resolución de 13 de mayo de 2008. Ambas propuestas remitidas a la CNE por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

2. ANTECEDENTES

Con fecha 14 de julio de 2009 el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio remitió a la CNE para informe preceptivo la Propuesta de Modificación de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados diario e intradiario (Reglas del Mercado en adelante) de producción de energía eléctrica objeto de este informe.

Con fecha 22 de julio de 2009 el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio remitió a la CNE para informe preceptivo la Propuesta de Modificación del Contrato de Adhesión a las Reglas de Funcionamiento de los Mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica (Contrato de Adhesión en adelante).

Con las mismas fechas de recepción, la CNE remitió a su Consejo Consultivo de Electricidad las mencionadas propuestas al objeto de permitirles formular las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de veinte días.

Se han recibido escritos de comentarios de las siguientes Comunidades Autónomas: Cataluña, Galicia, Madrid y Murcia. Asimismo, han presentado observaciones las siguientes empresas o asociaciones: REE, ACIE, AEGE y UNESA. Asimismo, se ha recibido el informe del Comité de Agentes del Mercado sobre la Propuesta.

3. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN

Reglas de Funcionamiento de los Mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica

Los cambios propuestos de modificación de las Reglas de Mercado se presentan, en la Memoria explicativa del operador del mercado, agrupados en 10 apartados.

1.- Inclusión en las Reglas de la actual Instrucción 2/2007 del operador del mercado, sobre la secuencia de iteraciones en el proceso de casación por existencia de excesos de energía en las interconexiones internacionales. Esta instrucción está en vigor desde julio 2007 y, como complemento de la regla 30.4, tenía por objeto lograr el máximo de utilización de la capacidad comercial en la interconexión hispano-portuguesa en el caso de congestiones múltiples en las distintas fronteras. Se modifican las reglas 30.4 y 40.4.

2.- Modificación del tratamiento de los precios instrumentales del mercado (reglas 5, 6, 28.2, 29.4 y 39.2). Se definen precios instrumentales de compra y venta en mercado y se habilita al Director General de la Energía para modificar su valor según convenga mediante Resolución.

3.- Establecimiento del punto de corte de las curvas agregadas de venta y compra como precio marginal horario en el proceso de casación, según lo establecido por el Real Decreto 2019/97, de 26 de septiembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, en redacción dada por el punto 2 de la Disposición final primera del Real Decreto 485/09, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica. Se modifican las reglas 30.1, 30.2, 30.4, 40.1, 40.2 y 40.4. Hasta ahora el precio marginal horario lo determinaba el último tramo de la oferta de venta de la última unidad de venta cuya aceptación hubiera sido necesaria.

4.- Modificación del tratamiento de las garantías solicitadas (reglas 12, 28.4, 30.1, 30.6, 39.4, 50.2 y 50.6). En esencia, se trata de suavizar el nivel de exigencia de las garantías

necesarias para la aceptación de una oferta. Dichas garantías podrán ser estimadas a partir de un histórico del precio resultante del mercado y la volatilidad esperada en vez de directamente con el precio de la oferta.

5.- Eliminación de las reglas relativas a las liquidaciones mensuales con medidas hasta mayo de 2006: reglas 47.3, 50.5, 50.6, 50.7 y 50.12. Estas reglas dejan de ser necesarias por haber alcanzado el carácter de definitivas las liquidaciones a las cuales aplicaban.

6.- Eliminación de la operativa vinculada a la gestión de garantías, facturación y cobros y pagos de las subastas CESUR: regla 50.4.

7.- Corrección de erratas, mejoras de redacción y cambios derivados de algunas disposiciones incluidas en la legislación publicada desde el último cambio de reglas (por ejemplo, la desaparición de la moratoria nuclear). En este apartado se propone la modificación de un amplio abanico de reglas, de diversa naturaleza, con el objeto de mejorar su comprensión y aplicabilidad. Aunque no se introducen grandes cambios en la operativa del mercado, sí se modifican algunos preceptos que, a juicio del operador del mercado, resultan convenientes o incluso necesarios. Se modifican fundamentalmente las reglas siguientes: 3, 4.1, 4.2, 5.1, 6.1, 7, 8, 12, 19.3, 24, 28.2, 28.4, 28.5, 29.2, 30.1, 30.4, 32.1, 35.7, 39.1, 39.4, 41.2, 44.6, 46.2, 48.5, 48.7, 48.12, 48.14, 49.2, 49.3, 49.5, 49.6, 49.7, 50.6, 50.7, 51.1, 51.2.

8.- Modificación en la factura y la liquidación derivadas de la publicación de las Orden Ministerial ITC/1549/2009, de 10 de junio, por la que se actualiza el Anexo III de la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica. Se modifican las reglas 35.3, 35.5, 35.6, 44.5 y 48.1 en el sentido de no contemplar la existencia de subastas explícitas de tipo físico y para especificar el mecanismo de reparto y asignación de la renta de congestión.

9.- Cambios derivados de la publicación del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, y de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica. Se incluyen en este apartado los efectos de los cambios introducidos por el mencionado Real Decreto 485/2009 en la redacción de los Reales Decretos 1955/2000 y 2019/1997.

Se trata esencialmente de la desaparición de las figuras de los agentes externos y los distribuidores como agentes del mercado eléctrico, cuya función pasa a ser absorbida por las diversas modalidades de la actividad de comercialización. Así como la adaptación de las Reglas del Mercado al apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 2019/1997, en el que

se establece la obligación de los vendedores de contratos bilaterales físicos de presentar ofertas en el mercado diario que reflejen su coste de oportunidad. Principales reglas afectadas: 4.1, 4.2, 5, 5.1, 6.1, 12, 24, 28.1, 28.2, 28.3, 28.4, 28.5, 28.8, 30.1, 30.4, 31, 32, 40.4, 51.1 y 51.4.

10.- Cambios derivados del Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, por el que se establecen las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en las emisiones primarias de energía eléctrica, y de la Resolución de 13 de mayo de 2008, por la que se regulan las emisiones primarias de energía previstas en la disposición adicional única del citado Real Decreto 324/2008. Se modifican las reglas 5.1, 6.1, 12, 28.3, 51.1 y 51.4 en el sentido de eliminar la integración de las declaraciones de ejecuciones resultado de las subastas de emisiones primarias, ya que éstas son financieras.

Sobre la mayoría de los apartados anteriores, los miembros del Consejo Consultivo no han presentado ninguna objeción, y esta Comisión no considera necesario realizar comentario alguno sobre los mismos. Por el contrario, los miembros del Consejo Consultivo sí han presentado numerosos comentarios sobre las modificaciones incluidas en el apartado 9.

En los expositivos siguientes se analizan en detalle las modificaciones que sí han recibido comentarios y/o aquellas que esta Comisión considera necesario revisar; y en especial las referentes al apartado 9.

Contrato de Adhesión a las Reglas de Funcionamiento de los Mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica

Se realiza en paralelo con la propuesta de modificación de las Reglas de Mercado una propuesta de modificación del Contrato de Adhesión a dichas Reglas.

Los cambios introducidos en el Contrato van más allá de lo que es la adaptación a los cambios regulatorios indicados en el caso de las Reglas, ya que se produce una simplificación del contenido del texto del Contrato. No obstante, no se observan modificaciones conflictivas, además, los miembros del Consejo Consultivo no han formulado comentarios relevantes en sentido negativo a la propuesta de Contrato de Adhesión.

4. CAMBIOS DERIVADOS DE LA PUBLICACIÓN DEL REAL DECRETO 485/2009, DE 3 DE ABRIL Y DE LA ORDEN ITC/1659/2009: Regla 28.8

Normativa introducida y propuesta de regla que la recoge

De acuerdo con el apartado 3 del artículo 9 del RD 2019/1997, añadido por la Disposición final primera del RD 485/2009, los titulares de instalaciones de generación que hayan suscrito contratos bilaterales físicos, a partir del 1 de junio, deben presentar ofertas de adquisición en el mercado diario por el volumen total de energía comprometida en dichos contratos a un precio que refleje el coste de oportunidad de dichas instalaciones.

Posteriormente, la Orden ITC/1659/2009 establece que lo propuesto en el apartado 3 del artículo 9 del RD 2019/1997, se cumple *también* mediante la presentación por el titular de las instalaciones de generación que haya suscrito contratos bilaterales físicos, de una oferta de adquisición precio aceptante al mercado diario, y de ofertas de venta por cada una de esas unidades de producción.

Es decir, si bien el RD 485/2009, propone que los titulares de instalaciones con contratos bilaterales deben presentar una oferta de compra en el mercado diario a su costes de oportunidad, la propuesta de Orden establece que para cumplir con el RD 485/2009, *también* se puede presentar dos tipos de ofertas, una de compra precio aceptante y otras de venta por sus centrales de generación.

Sin embargo, a este respecto, OMEL propone una regla, según la cual, *hasta que se desarrolle el mecanismo establecido en dicho Real Decreto*, la única vía de cumplimiento del Real Decreto 2019/1997 es la que se define en la Orden ITC/1659/2009. En este sentido, esta Comisión no tiene conocimiento de ningún desarrollo previsto posterior de ese mecanismo, ya que la Orden ITC/1659/2009 desarrolla lo establecido en el apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 2019/1997.

Aplicación desde el 1 de junio de 2009 del artículo 9 del Real Decreto 2019/1997

Desde la entrada en vigor de esta norma el 1 de junio, la instrumentalización de la misma ha sido diferente por parte de cada agente: unos han optado por la opción de una oferta, otros por la de dos ofertas y otros, por otras combinaciones de las anteriores, y además dichas opciones han ido variando desde dicha fecha. En concreto, algunos agentes están declarando como vendedores contratos bilaterales con unidades físicas, mientras que otros los declaran con unidades genéricas en las que se agrupan todas las unidades físicas o con otras unidades de programación. Esta situación ha provocado que el seguimiento de la evolución de la modalidad de contratación haya resultado difícil de obtener con exactitud desde el 1 de junio. Por tanto, desde el punto de vista operativo de esta Comisión, el que el mecanismo para dar cumplimiento a esta norma sea único se considera fundamental para desempeñar adecuadamente las funciones de supervisión y

control de las actuaciones de los agentes en el mercado. A estos efectos, se considera preferible la opción introducida en la propuesta de la Reglas.

Sin embargo, teniendo en cuenta que la redacción dada en la Orden ITC/1659/2009 amplía las posibilidades de dar cumplimiento a lo establecido en el apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 2019/1997, las Reglas del Mercado no pueden ser restrictivas, estableciendo un único mecanismo en este sentido.

Es decir, las Reglas del Mercado deberían posibilitar también la opción de que un Sujeto del Mercado cumpla esta obligación mediante lo establecido en la redacción del Real Decreto 485/2009, es decir, presentando una oferta de adquisición en el mercado diario a un precio que refleje el coste de oportunidad de la producción de dichas instalaciones.

Consideraciones sobre los mecanismos propuestos en el Real Decreto 485/2009 y en la Orden ITC/1659/2009:

1. Sobre el objetivo de la Disposición

En cuanto al objetivo de esta Disposición, cabe recordar que ésta no fue incorporada en la propuesta de RD 485/2009 que fue remitida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a la CNE para informe, por lo que no fue incluida su consideración en la memoria justificativa del mismo. Sin embargo, en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular, se introdujo una disposición similar (Disposición transitoria segunda), con el fin de asegurar con carácter transitorio, según lo indicado en su exposición de motivos, que los vendedores atendieran a sus compromisos de suministro siempre a mínimo coste.

A este respecto, se señala que tanto el mecanismo establecido en el Real Decreto 485/2009 como en la Orden ITC/1659/2009, son equivalentes en cuanto a la consecución de dicho objetivo. De hecho, algunos agentes ya estaban utilizando antes del 1 de junio ambos mecanismos, con carácter voluntario, a fin de garantizar que ninguna central con costes superiores al precio del mercado diario funcione para atender un contrato bilateral.

2. Sobre las ventajas contables y fiscales de los contratos bilaterales físicos

Conforme a lo señalado por algún miembro del Consejo Consultivo, los contratos bilaterales físicos tienen una serie de efectos contables y fiscales beneficiosos para las empresas de generación frente a los contratos financieros. El mecanismo recogido en la propuesta de Reglas del Mercado de acuerdo con la propuesta de la Orden ITC/1659/2009, desliga totalmente la contratación bilateral de los activos de generación, transformando toda la negociación a plazo en financiera. Esta modificación anula los efectos beneficiosos que aportan los contratos bilaterales físicos. Por el contrario, el

mecanismo de una oferta de compra de acuerdo con el Real Decreto 485/2009 mantendría los contratos bilaterales ligados a las instalaciones de generación sin suponer ninguna alteración de los mismos, por lo que las ventajas contables y fiscales que aportan no se ven afectadas.

3. Sobre las garantías necesarias

Conforme a lo señalado por algún miembro del Consejo Consultivo, el mecanismo establecido en la propuesta de Reglas del Mercado supone, frente al mecanismo de una oferta, un aumento de las garantías exigibles al agente generador para la validación de las ofertas al cierre de la sesión del mercado diario en todos los casos en los que el coste de oportunidad sea inferior al precio de referencia calculado por OMEL para la validación de las ofertas. Es decir, en la propuesta de Reglas del Mercado se establece que el cálculo de las garantías exigibles en el mercado diario para una unidad de adquisición se hará tomando como precio de referencia el mínimo entre el precio de compra ofertado y la media histórica del precio del mercado diario calculado de acuerdo con la propuesta de Reglas. Si el precio del coste de oportunidad de una central dada es inferior al mencionado valor histórico medio, situación que suele darse en estos casos al tratarse de instalaciones de costes de oportunidad inferiores al precio del mercado, en la aplicación de la propuesta de Reglas del Mercado a los contratos bilaterales, dado que la oferta de compra iría al precio instrumental de 180 €/MWh, se le exigirán las garantías correspondientes al valor histórico medio, mientras que con la aplicación del Real Decreto 485/2009, se le exigirá las garantías correspondientes a su coste de oportunidad, que pudiera ser incluso cero. Si bien la presentación de estas garantías se ven compensadas al día siguiente con la posición vendedora, para las empresas de menor tamaño, esta diferencia puede suponer un impacto a considerar.

4. Sobre la transparencia

Con motivo del crecimiento del proceso de integración vertical experimentado por las empresas eléctricas en algunos países europeos, y del fomento de la realización de contratos bilaterales intragrupo, ha aumentado la preocupación por parte de los reguladores sobre su impacto en la liquidez de los mercados, su actuación como posible barrera de entrada a los nuevos entrantes, o sobre su impacto en la competencia efectiva en los mercados mayoristas y minoristas. En este sentido, la Directiva 2009/72/CE de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, recoge esta preocupación permitiendo a las autoridades reguladoras y supervisoras el acceso a la información relevante sobre estos contratos bilaterales. En esta misma línea, Ofgem¹ se plantea como posible alternativa a tener en cuenta para aumentar la liquidez del mercado, el restringir a las transacciones intragrupo de tal forma que parte de esa energía sea negociada en el mercado mayorista

¹ "Liquidity in GB wholesale energy markets". Ofgem.8 de Junio de 2009.

("wholesale market", en terminología anglosajona), o que las empresas verticalmente integradas aporten información sobre dichas transacciones.

En este sentido, la obligación introducida tanto por la Disposición contenida en el Real Decreto 485/2009 como por el texto de la Orden que lo desarrolla, aporta una mayor transparencia sobre los costes de oportunidad de las centrales de generación que mantienen comprometida su energía a través de los contratos bilaterales. En el primer caso, el coste de oportunidad de las instalaciones se indica en las ofertas de compra y en el segundo, a través de las ofertas de venta.

Sin embargo, si bien en la Orden 1659/2009, se indica que la oferta de venta deberá realizarse por cada una de las unidades de producción disponibles, en el caso del Real Decreto, el texto es más genérico, indicándose que la oferta de compra deberá realizarse por el volumen total de energía igual a la comprometida en los contratos bilaterales a un precio que refleje el coste de oportunidad de dichas instalaciones. A este respecto, en cuanto a la aplicación del Real Decreto, cabe señalar que la única forma de poder aportar el coste de oportunidad de cada central, y asegurar que sólo resulten casadas aquellas de menor o igual valor al precio del mercado, es presentar distintas ofertas para cada central. La utilización de otras alternativas como podría ser una única oferta con distintos bloques no permite asociar cada coste de oportunidad a cada central. Más aun, esta última solución, que es la que muchos agentes están utilizando en la actualidad, podría permitir, por ejemplo, el ejercicio de poder de mercado a través de una retirada de capacidad, ya que después de la casación del mercado diario y de los intradiarios, una central de generación podría quedar sin resultar despachada y sin revelar en ningún momento sus costes de oportunidad. Asimismo, lo establecido en el Real Decreto a través de la utilización de una oferta de compra individual para cada instalación, es coherente con la información requerida con la aplicación de la Orden, de tal forma, que la instrumentalización de ambos mecanismos es homogénea, desde el punto de vista de la transparencia de la información.

Por tanto, esta Comisión considera que, la aplicación del mecanismo del Real Decreto 485/2009 debe instrumentarse, como única opción, a través de unidades de compra con el mismo nivel de desagregación de las ofertas de venta a las que hace referencia la Orden 1659/2009, esto es, a nivel de central o de Unidad de Gestión Hidráulica.

5. Sobre la operación del sistema

En cuanto al impacto que puede tener uno u otro mecanismo sobre la operación del sistema, lo importante es que el Operador del Sistema obtenga tras la casación del mercado diario, y de la nominación de los bilaterales, un programa lo más cercano posible a la realidad física con el fin de minimizar la programación de recursos necesarios de reserva de capacidad. En este sentido, con la aplicación de la opción de la Orden, el

Operador del Sistema obtendría una “foto” clara de todas las unidades de generación que han resultado casadas en el mercado diario.

Por el contrario, en la aplicación del Real Decreto con una interpretación distinta a la sostenida por la CNE, el programa base de funcionamiento podría distar más de la realidad física. Si se considera que un agente pudiera realizar una oferta de compra con distintos bloques para expresar el coste de oportunidad de las centrales que mantienen contratos bilaterales, pudiera ocurrir que algún bloque de esta oferta resultara casado. En este caso, el Operador del Sistema no sabría relacionar el bloque casado con las unidades físicas correspondientes de los bilaterales, quienes posteriormente podrían anular su programa en el mercado intradiario.

Sin embargo, si en la opción del Real Decreto, la oferta de compra se realizara para cada una de las unidades que se encuentran en un contrato bilateral, y una de estas ofertas de compra resultara casada, el resultado conjunto del mercado diario más los contratos bilaterales en el programa base de funcionamiento, supondría la anulación de la programación de la unidad física asociada a dicha oferta de compra. Por tanto, el programa base de funcionamiento presentaría fielmente el número de unidades físicas que estarían presentes en el despacho del día siguiente, sin que sea necesario ningún ajuste en los mercados intradiarios posteriores.

6. Sobre el impacto en el precio del mercado diario y en el despacho de las centrales

Como ya se ha dicho anteriormente, el objetivo de cualquiera de los dos mecanismos es asegurar que los vendedores atiendan a sus compromisos de suministro siempre a mínimo coste. A continuación se analiza el impacto que puede tener la consecución de este objetivo con cada mecanismo en el precio del mercado diario y en el despacho de las centrales².

Considérese, en primer lugar, el mecanismo previsto por el Real Decreto 485/2009, según el cual las empresas deben realizar ofertas de adquisición al coste oportunidad de las centrales que hayan suscritos contratos bilaterales. En aplicación de este mecanismo pueden presentarse dos casos:

Caso 1) El coste de oportunidad de las centrales con bilaterales resulta ser inferior al precio de mercado

Las ofertas de adquisición no serían casadas al precio de mercado y las centrales con bilaterales serían despachadas. Esto significa que, para suministrar la energía

² En septiembre de 2009, la producción nuclear ha representado el 44% del total de electricidad suministrada con instalaciones físicas a través de bilaterales, la producción con carbón ha representado el 29%, la de centrales de ciclo combinado el 14%, y la producción hidráulica, el restante 13%. Estos porcentajes han ido variando en cada momento, fundamentalmente afectados por la evolución de los costes de generación. La mayor parte de estos contratos corresponden a contratos intragrupo.

comprometida en los contratos bilaterales, sería más eficiente producir con dichas centrales que comprar energía en el pool. Por lo tanto, no se observaría ningún impacto sobre el precio del mercado diario.

Caso 2) El coste de oportunidad de las centrales con bilaterales resulta ser superior al precio de mercado. Esta situación se considera menos probable.

Las ofertas de adquisición serían casadas al precio de mercado y las centrales con bilaterales no serían despachadas. Esto implica que, para suministrar la energía comprometida en los contratos bilaterales, sería más eficiente comprar energía en el pool, en lugar de producirla con dichas centrales. Por lo tanto, el precio del pool subiría como resultado de la mayor demanda que debe suministrarse en el pool.

Considérese, en segundo lugar, la Orden ITC/1659/2009, según la cual las empresas que hayan suscrito contratos bilaterales deben realizar una oferta de compra precio aceptante en el mercado diario y una oferta de venta por cada una de las centrales. También se pueden identificar dos posibles casos en la aplicación de este mecanismo:

Caso 1) Oferta de compra precio aceptante y ofertas de venta de las centrales con bilaterales a un precio que resulta inferior al precio de mercado

Tanto la oferta de compra como las ofertas de venta de las centrales comprometidas para los bilaterales resultarían casadas. Esto significa que sería más eficiente producir con las centrales para suministrar la energía comprometida en el contrato bilateral. Las curvas de oferta y de venta del mercado diario se trasladarían en la misma cantidad y no habría impacto sobre el precio de mercado. Este caso sería equivalente al caso 1 anterior.

Caso 2) Oferta de compra precio aceptante y ofertas de venta de las centrales con bilaterales a un precio que resulta superior al precio de mercado

La oferta de compra resultaría casada, pero las ofertas de venta de las centrales con bilaterales no. Esto significa que sería más eficiente adquirir la energía en el mercado para suministrar lo comprometido en los contratos bilaterales, es decir no sería rentable producir. El precio en el pool subiría como consecuencia de la mayor demanda. Este caso sería equivalente al caso 2 anterior.

El incremento del precio que se produce en el caso 2 únicamente devuelve a la situación de mercado más racional que habría resultado inicialmente si estas centrales menos eficientes no hubieran establecido un contrato bilateral y hubieran presentado ofertas al mercado diario. Bajo este supuesto, estas centrales no habrían resultado casadas, y la energía suministrada a través del bilateral habría sido suministrada a través del mercado diario, situación a la que devuelve cualquiera de los dos mecanismos analizados.

En conclusión, ambos mecanismos están dirigidos a asegurar que la empresa titular de las centrales con bilaterales sólo pone en funcionamiento dichas centrales si es económico hacerlo (precio de oferta de venta inferior al precio de mercado), mientras adquiere la energía en el mercado en caso contrario. Se señala que los casos en los que ambas reglas implican un aumento del precio del mercado diario corresponden a situaciones donde se corrige la ineficiencia que derivaría de la puesta en funcionamiento de centrales más caras, con coste superior al precio de mercado, para abastecer a los contratos bilaterales.

Conclusión y Propuesta

De acuerdo con todo lo anterior, esta Comisión considera que un único mecanismo para dar cumplimiento a lo establecido en el apartado 3 del artículo 9 del RD 2019/1997, añadido por la Disposición final primera del RD 485/2009, y en la Orden ITC/1659/2009, sería conveniente desde un punto de vista operativo y de supervisión, al simplificar el seguimiento y la presentación de ofertas al mercado eléctrico.

Sin embargo, teniendo en cuenta que la redacción dada en la Orden ITC/1659/2009 amplía las posibilidades de dar cumplimiento a lo establecido en el apartado 3 del artículo 9 del Real Decreto 2019/1997, las Reglas del Mercado no deberían ser más restrictivas, estableciendo un único mecanismo en este sentido. Por tanto, las Reglas del Mercado deberían recoger además del mecanismo establecido en la Orden, el mecanismo establecido en el Real Decreto 485/2009.

En este caso, para cumplir el objetivo de que las ofertas de los agentes reflejen el coste de oportunidad de las instalaciones de generación que hayan suscrito contratos bilaterales físicos, la única interpretación válida para aplicar lo establecido en el Real Decreto 485/2009 es que los agentes realicen sus ofertas de adquisición a través de unidades de compra con el mismo nivel de desagregación de las ofertas de venta a las que hace referencia la Orden 1659/2009, esto es, a nivel de central o de Unidad de Gestión Hidráulica. En este sentido, las Reglas del Mercado deberían instrumentalizar la forma para permitir que las ofertas asociadas a cada instalación pudieran presentar ofertas de adquisición.

Teniendo en cuenta que el contenido de la modificación introducida en las Reglas del Mercado con respecto a estas disposiciones afecta tanto a la operativa del Operador del Mercado como a la del Operador del Sistema, el texto final de las reglas correspondientes debería elaborarse de manera coordinada entre ambos. Igualmente, las modificaciones que se introduzcan en el Procedimiento de Operación 3.1 “Programación de la generación”, deberán ser coherentes en el mecanismo que se establezca en las Reglas del Mercado.

5. OTRAS CONSIDERACIONES

5.1 Sobre el tratamiento dado a los comercializadores de último recurso y a los representantes de último recurso de la generación en régimen especial

La propuesta de Reglas elimina la figura del “distribuidor” como sujeto del mercado e incorpora la figura del “comercializador de último recurso”. A raíz de esta modificación, algunos miembros del Consejo Consultivo han realizado comentarios en contra del tratamiento diferenciado que se da en el texto de las Reglas a la figura del “comercializador de último recurso” frente al “comercializador” tradicional. A este respecto, esta Comisión considera adecuado el tratamiento diferenciado de los comercializadores de último recurso frente al resto de comercializadores, ya que se trata de un tipo diferente de actividad, sujeto a una mayor, y en cualquier caso distinta, regulación, ya que no suministra energía a un precio libre pactado entre las partes sino fijado en la Tarifa de Último Recurso.

No obstante lo anterior, existen algunos aspectos en los que la referencia a una u otra figura resulta confusa en el texto de las reglas. Según la definición de comercializador de último recurso dada en la regla 4, esta figura estaría incluida en la definición más genérica de comercializador. Sin embargo en algunas reglas se citan explícitamente ambas figuras por separado, como por ejemplo en la regla 6.1.a, donde se dice que *“son compradores en el mercado diario los comercializadores de último recurso, comercializadores, [...]”* Por el contrario, cuando en la regla 9.2 se dice que *“en el alta de un consumidor directo en mercado se considerarán interesados, en su caso, el comercializador que le venía suministrando”*, se estaría haciendo referencia a ambas figuras, aunque sólo se cita una.

Por otra parte, hay algunos aspectos en los que el comercializador de último recurso no asume el rol del distribuidor y el texto de la propuesta de Reglas podría no darles un tratamiento adecuado. Por ejemplo, a juicio de esta Comisión, no se entiende que según las reglas 9.3 y 10 se le requiera información sobre los clientes suministrados por otros comercializadores libres cuando sólo el distribuidor tiene acceso a esta información.

En conclusión, debe revisarse el texto para verificar si todas las referencias a las figuras de comercializador y comercializador de último recurso son correctas y claras, dejando claro si una figura incluye a la otra. Del mismo modo, se debe revisar que las referencias a la figura del distribuidor que han sido sustituidas por el comercializador de último recurso son acordes con sus distintas funcionalidades.

Algo similar ocurre en el caso de los representantes del régimen especial. Con el fin de simplificar las referencias en relación con la energía representada por comercializadores de último recurso (por ejemplo, en la regla 12 la redacción es “la energía eléctrica procedente de instalaciones en régimen especial a que se refiere el artículo 27 de la Ley

del Sector Eléctrico, que pudiera ser vertida a la red de distribución, cuando los titulares de dichas instalaciones en régimen especial no hubieran optado por acudir al mercado de producción”), se propone incluir en la regla 4.1 la definición de representante de último recurso. Se propone como una posible alternativa la siguiente: el comercializador de último recurso cuando actúe como representante de las instalaciones de régimen especial que hubieran elegido la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Adicionalmente, se sugiere eliminar las referencias “al régimen especial que no hubiera optado por acudir al mercado de producción”, ya que toda la energía acude al sistema de ofertas, sustituyéndolo por “las instalaciones que hubieran elegido la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo”.

5.2 Sobre las posibilidades de contratación en la interconexión con Portugal

Desde la aprobación de la Orden ITC/1549/2009, por la que se actualiza el anexo III de la Orden ITC/4112/2005, no existe la posibilidad de subastar capacidad física de intercambio en la interconexión hispanoportuguesa, ya que se establece un carácter puramente financiero para los derechos de capacidad, por lo que no resulta posible la existencia de contratos bilaterales físicos entre agentes de ambos países. Sin embargo, la propuesta de Reglas contiene aún diversas referencias a esta posibilidad que deberían ser eliminadas, por ejemplo: reglas 12, 28.3 y 30.4.3.

5.3 Sobre las unidades de precio y energía de contratación en el mercado

Aunque no se incorpora expresamente en la propuesta de Reglas, el operador del mercado incluye en la memoria justificativa que acompaña a dicha propuesta la posibilidad de modificar la unidad de energía, pasando de la unidad actual MWh con un máximo de una cifra decimal, a MWh con tres cifras decimales, es decir, kWh.

Sin entrar a valorar la adecuación de dicha unidad de contratación para un mercado mayorista de electricidad en estricto respeto del criterio técnico del operador del mercado; sí resulta necesario advertir que, en caso de aplicarse el cambio de unidades, se deberán adaptar los sistemas de casación de ofertas para garantizar que los programas resultantes en las interconexiones internacionales sean acordes con el resto de mercados europeos y, en especial, el mercado francés, con el objeto de no entorpecer el desarrollo del Mercado Interior de la Energía.

Por otra parte, algunos miembros del Consejo Consultivo proponen en sus alegaciones el cambio en la unidad de precio de la energía en el mercado de producción español, pasando de la unidad actual cEuro/kWh a Euros/MWh, unidad utilizada en el resto de mercados europeos. Si esta medida llegará a implantarse, sería conveniente que la modificación fuera llevada a cabo de forma coordinada entre el Operador del Sistema y el Operador del Mercado, de tal forma que por simplicidad, se sincronizara su aplicación tanto en los mercados diarios e intradiarios como en los mercados de operación.

5.4 Sobre los cambios derivados del carácter financiero de las subastas de emisiones primarias de energía

En el apartado 10 de la Propuesta, se eliminan, de las Reglas del Mercado, la ejecución de los contratos asociados a las subastas de emisiones primarias de energía (EPE), como consecuencia del carácter financiero de la liquidación de dichos contratos.

Si bien es cierto que, a la fecha, las únicas opciones que quedan vivas son las adjudicadas en la sexta y séptima subastas EPE, cuya liquidación es financiera, y que, por el momento, no está previsto un nuevo programa de este tipo de subastas, debe tenerse en cuenta que la normativa vigente aplicable a las subastas EPE es el Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero. Dicho Real Decreto, en su artículo 5, determina que “el ejercicio de las opciones podrá hacerse por entrega física o por diferencias (liquidación financiera o en efectivo), según se determine para cada producto y subasta”.

Por tanto, se sugiere no introducir la modificación propuesta en las reglas del mercado, al objeto de que se recoja en las mismas, la posibilidad de que, en el supuesto de un nuevo programa de subastas EPE, la liquidación de las opciones subastadas pudiera ser física, tal y como se contempla en la normativa vigente.

5.5 Sobre la liquidación de la subasta de derechos de capacidad de la interconexión con Portugal

En la Propuesta de Reglas del Mercado, se introduce en la regla 35.5 la forma de liquidar los ingresos de renta de congestión correspondientes al sistema portugués y al sistema español. En el caso del sistema español, en cuanto a la diferencia positiva o negativa, que se derive de la renta de congestión una vez satisfecha la liquidación de los contratos ofrecidos por el sistema español a los que se refiere la Orden ITC/1549/2009 y de los costes de imputables a la organización de la subasta de derechos financieros de capacidad, se liquidará al operador del sistema eléctrico español o en su caso, a la Comisión Nacional de Energía.

Es decir, en la propuesta de Reglas se hace referencia al operador del sistema eléctrico español y a la Comisión Nacional de Energía, pero sin identificar claramente quien es el responsable de la mencionada liquidación. En este sentido, dado que las liquidaciones de la renta de congestión de la zona española se facturan con IVA y que la CNE es un organismo exento de IVA, no se considera adecuado que sea este organismo el encargado de liquidación de la diferencia a la que hace referencia la regla 35.5.

6. ERRATAS

- 1.- Se debe eliminar del encabezado de la propuesta la referencia a la Orden ITC/9155/2008, sustituyéndola por la Resolución de 13 de mayo de 2008.
- 2.- Se debe eliminar de la regla 6 la referencia al apartado 9 del artículo 9 del Real Decreto 2019/1997, ya que no existe dicho apartado.
- 3.- En la Regla Adicional se cita la disposición final única del Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador. En dicha disposición existe una errata que se reproduce en el texto la regla: la fecha que sustituye al 1 de julio de 2009, de fin de aplicación de la disposición transitoria sexta del Real Decreto 661/2007, es el 1 de noviembre de 2009 y no el 1 de noviembre de 2010.
- 4.- En la regla 6.1.b, se debe eliminar la referencia al “suministro de energía eléctrica a tarifa”.
- 5.- En la regla 12, se hace referencia a la producción en régimen especial que *vierte a un comercializador de último recurso*.
- 6.- En la regla 30.2.2. se establece que el Operador del Mercado podrá incorporar para el cálculo de la curva agregada “ofertas de adquisición en las que el comprador ha establecido un precio máximo y una cantidad de energía *diferente al precio instrumental*.”
- 7.- En la regla 28.5 se considera que se debería sustituir “*subastas de distribución*” por “*subastas CESUR*”.
- 8.- En la regla 12 se sugiere sustituir el texto “*posiciones abiertas de contratación a plazo obligatorias*” por “*posiciones abiertas de contratación a plazo*”, dado que en la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, se establece que la participación de los comercializadores de último recurso en las subastas CESUR es de carácter voluntario, y por otro lado, los comercializadores de último recurso no tienen tampoco obligaciones de compra en el mercado de futuros gestionados por OMIP.

7. CONCLUSIONES

PRIMERA.- Sin perjuicio de las consideraciones efectuadas y las necesidades de revisión del texto arriba indicadas, esta Comisión informa favorablemente la propuesta de modificación de las Reglas de Funcionamiento de los Mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica, para adaptarlas al Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, al Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, a las Órdenes Ministeriales ITC/1549/2009,

de 10 de junio, e ITC/1659/2009, de 22 de junio, y a la Resolución de 13 de mayo de 2009 de la Secretaría General de Energía.

SEGUNDA.- Esta Comisión informa favorablemente la propuesta de modificación del Contrato de Adhesión a las Reglas de Funcionamiento de los Mercados diario e intradiario de producción de energía eléctrica, para adaptarlas al Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, al Real Decreto 324/2008, de 29 de febrero, a las Órdenes Ministeriales ITC/1549/2009, de 10 de junio, e ITC/1659/2009, de 22 de junio, y a la Resolución de 13 de mayo de 2009 de la Secretaría General de Energía.