



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 31/2010 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE REAL DECRETO
POR EL QUE SE REGULA LA VENTA
DE PRODUCTOS A LIQUIDAR POR
DIFERENCIA DE PRECIOS POR
DETERMINADAS INSTALACIONES
DE RÉGIMEN ESPECIAL Y LA
ADQUISICIÓN POR LOS
COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO
RECURSO**

7 de octubre de 2010

INFORME 31/2010 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA LA VENTA DE PRODUCTOS A LIQUIDAR POR DIFERENCIA DE PRECIOS POR DETERMINADAS INSTALACIONES DE RÉGIMEN ESPECIAL Y LA ADQUISICIÓN POR LOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

En el ejercicio de la función prevista en el punto 1 del apartado tercero de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía (CNE), en su sesión del día 7 de octubre de 2010, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

0 RESUMEN

La propuesta de Real Decreto tiene por objeto, según su exposición de motivos, reducir el riesgo de los CUR por la parte no adjudicada en las subastas CESUR. Para ello, la propuesta desarrolla un mecanismo por el que los CUR deberán adquirir, de forma obligatoria, contratos financieros representativos de una cantidad máxima de energía igual a la diferencia entre las cantidades que hayan solicitado y las cantidades que les sean finalmente adjudicadas en las subastas. El precio de la energía así adquirida se liquidará por la diferencia entre los precios CESUR y los precios fijados en el mercado diario

Por su parte, las instalaciones de régimen especial acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, tendrán la obligación de vender energía, de forma que la energía adquirida en cada hora por los CUR sea igual a la cantidad máxima mencionada. Al respecto cabe señalar que, es posible que la producción del régimen especial acogida a la opción a) sea insuficiente en algunas horas para cubrir la totalidad de las compras de los CUR no subastadas en CESUR.

En la medida en que las instalaciones de régimen especial no dispongan de energía suficiente casada en el mercado diario, la propuesta de Real Decreto no permitirá a los CUR cubrirse por la totalidad de su volumen solicitado, por lo que en estos casos se trasladaría el riesgo a los CUR, tal como se deduce del contenido de la propuesta de Real Decreto, en la medida en que pierden la posibilidad de cubrirse ex-ante por la energía “deficitaria” con un tercero o con instalaciones de generación de su propio grupo.

Asimismo, se señala que el mecanismo introducido por la propuesta de Real Decreto podría dar lugar a comportamientos estratégicos tanto de los agentes que intervienen en el propio mecanismo, como de los que participan en las subastas CESUR y de otros agentes que se podrían ver afectados por los dos mecanismos anteriores.

El mecanismo contemplado en la propuesta de RD tiene un impacto en los ingresos del sistema. Cuando el precio resultante de las subastas en CESUR sea superior al precio del mercado, la prima equivalente del régimen especial a tarifa será inferior a la que resultaría con la normativa vigente. Por el contrario, cuando el precio resultante en CESUR sea inferior al precio de mercado, la prima equivalente será superior a la que resultaría con la metodología vigente.

Finalmente, la propuesta de Real Decreto no cierra el riesgo de las CUR, al que se refiere la propia propuesta de Real Decreto, ni siquiera en el caso de que las instalaciones de régimen especial dispusieran de energía suficiente para realizar la cobertura del CUR, dado que dicha

cobertura se realiza respecto a la demanda prevista del CUR antes de celebrarse la subasta CESUR. Seguramente esta es la razón por la que la propuesta de Real Decreto no modifica la prima de riesgo que actualmente es un componente adicional de la retribución regulada de los CUR.

CONCLUSIÓN PRINCIPAL.

El análisis de la propuesta de Real Decreto pone de manifiesto que, con independencia de la motivación declarada en su “exposición de motivos”, su aplicación y desarrollo contribuirá a moderar el impacto de la regulación de las subastas CESUR en la Tarifa de Acceso que, además de representar un porcentaje cercano al 50% de la Tarifa de Último Recurso (TUR), es el soporte para la determinación del Déficit Tarifario.

Tomando en consideración los objetivos o consecuencias que se derivan de la norma propuesta, la Comisión Nacional de Energía formula la siguiente alternativa que, en su opinión, satisface de manera completa y sencilla las mejoras regulatorias perseguidas. Esta propuesta alternativa consiste en que el sistema realizará, por la diferencia entre los precios CESUR y los precios del mercado diario, la cobertura financiera a la totalidad de la energía no adquirida por los CUR en las subastas CESUR.

De esta manera se completarían y acentuarían las ventajas que presenta la propuesta de Real Decreto, en particular:

- 1.- Traslada al consumidor la totalidad –y no sólo una parte- del diferencial de los precios CESUR-OMEL correspondiente a la cantidad de energía no adquirida por los CUR en las subastas CESUR.
- 2.- Elimina completamente –y no sólo parcialmente- el riesgo al que se refiere la propuesta de Real Decreto de que el CUR quede descubierto en determinadas horas.
- 3.- Permite, desde la coherencia del propio Real Decreto propuesto, la eliminación de la prima de riesgo incluida en la TUR y de las garantías que tendrían que aportar los CUR en la contratación de la energía del Régimen Especial.
- 4.- Desincentiva con mayor fuerza determinados comportamientos estratégicos de los grupos integrados.
- 5.- Presenta una mayor sencillez respecto al mecanismo de la propuesta de Real Decreto y, en consecuencia, simplifica la aplicación y gestión de la norma.

OTRAS CONCLUSIONES

Primera. Si no se adoptara esta propuesta alternativa, tomando como base la propuesta de RD, se consideran necesarias las siguientes modificaciones:

1. En el caso de que la producción de régimen especial casada en el mercado sea inferior a la parte no cubierta en las subastas CESUR, el diferencial debe ser cubierto por el sistema, de forma que dicho importe sea considerado como un ingreso o coste liquidable del sistema.
2. La liquidación del mecanismo regulado en la propuesta de Real Decreto debería diferenciarse por producto, carga base y carga punta, aplicándose como precio de compra el precio resultante de la subasta CESUR correspondiente, para cada uno de dichos productos, siempre y cuando dicho mecanismo garantice la cobertura en todas las horas comprendidas en la definición de los productos subastados en CESUR.

3. Se considera necesario completar la redacción del primer apartado del artículo 5 al objeto de que se recoja no sólo la casuística de facturación que se produciría en el caso de que la liquidación resultara positiva, tanto en el caso del comprador como en el caso del productor, sino también en el supuesto de que la misma fuera negativa.
4. Por simplificación de procedimientos, se propone que la frecuencia de liquidación, facturación, notificación y realización de cobros y pagos coincida con la establecida para las subastas CESUR.
5. La información que la CNE debe facilitar a OMEL, para la realización de la liquidación de los productos regulados en la propuesta de Real Decreto, debe acotarse al volumen máximo objeto de compra por los comercializadores en las subastas CESUR, de acuerdo al punto 2 de la disposición adicional cuarta de la Orden ITC/1659/2009. Asimismo se propone anticipar el envío de la información mencionada al día hábil siguiente al de la celebración de las subastas CESUR, frente a los tres días hábiles antes de la liquidación que se recogen en la propuesta de Real Decreto.
6. Al objeto de evitar una situación de inseguridad jurídica para los CUR, debería eliminarse la disposición transitoria única y modificar la disposición final quinta de la propuesta de Real Decreto, de forma que la aplicación del mismo se produzca a partir de la primera subasta CESUR que se celebre tras su entrada en vigor.
7. Teniendo en cuenta que los desarrollo normativos en el ámbito del MIBEL deben realizarse de manera coordinada entre las Autoridades de España y Portugal, conforme con lo establecido en el Reglamento (CE) nº 714/2009, de 13 de julio de 2009, debería eliminarse de la propuesta Real Decreto toda alusión a las subastas de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal, reguladas por la Orden ITC/1549/2009.

Segunda. Sin menoscabo de estas propuestas y de la prevista en el Real Decreto, esta Comisión reitera la necesaria la realización de un mayor número de subastas CESUR de un mismo producto, en las que se subasten cantidades inferiores a las que correspondería subastar en una única subasta CESUR, al objeto de disponer de, al menos, varias referencias de precios de cada producto trimestral que se incluya en la TUR, y de aumentar la presión competitiva en cada subasta. Asimismo, se hace necesaria una coordinación entre el regulador energético y financiero con el objeto de disponer de información de los contratos OTC financieros con subyacente eléctrico, a efectos de realizar una supervisión completa de las posiciones de los agentes y de la formación del precio de electricidad.

Tercera. En cualquier caso, independientemente de que se acepte la alternativa propuesta por esta CNE o el mecanismo de la propuesta de Real Decreto se considera oportuna la introducción de una disposición final en este Real Decreto que modifique el Real Decreto 485/2009 con objeto de que no se permita a los CUR suministrar a consumidores a mercado libre. La demanda de los CUR por su cartera de clientes a quienes realicen ofertas a un precio libre no debería ser objeto de cobertura por parte del sistema o a través del mecanismo de la propuesta de RD.

Cuarta. Por coherencia con el sector gasista, se propone una disposición final para habilitar al Director General de Política Energética y Minas a que mediante resolución apruebe un procedimiento para el desarrollo de la contratación telefónica y electrónica del suministro de electricidad, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, con el fin de promover la homogeneización y la simplicidad de las actuaciones en los procesos de cambio de suministrador de ambos sectores. Asimismo, se propone que el modelo de contrato de acceso y los procedimientos de cambio de suministrador, sean aprobados por el DGPEyM, a propuesta de la CNE.

1 ANTECEDENTES

El día 2 de septiembre de 2010 se recibió, en la CNE, la propuesta de Real Decreto por el que se regula la venta de productos a liquidar por diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por los comercializadores de último recurso (en adelante, “la propuesta de Real Decreto”), para que, de acuerdo con la función antes citada y con el artículo 6 del Reglamento de la CNE, se emita el correspondiente informe preceptivo, por el procedimiento de urgencia.

Dicha propuesta fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el 2 de septiembre de 2010. En el Anexo II se aportan las alegaciones recibidas por escrito.

El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, que regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, dispone, en su artículo 7.2, que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá regular mecanismos de adquisición de energía por los comercializadores de último recurso (CUR) con carácter obligatorio.

La Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, que 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, incluye los mecanismos necesarios a efectos de considerar los precios de CESUR en la fórmula de la TUR. Este precio es pagado a los CUR por parte de los consumidores acogidos a la TUR.

Desde la entrada en vigor de la TUR el 1 de julio de 2009, los comercializadores de último recurso han acudido a las subastas CESUR¹ (de la novena a la duodécima subastas) para adquirir productos que se le liquidan por diferencias entre el precio de CESUR y el precio del mercado diario.

Para participar en CESUR, los CUR han solicitado el volumen máximo objeto de compra en dichas subastas, según se establece en la disposición adicional cuarta de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio. Posteriormente, la Secretaría de Estado de Energía (SEE) ha fijado la cantidad de contratos máximos a adquirir en cada subasta por cada CUR. En particular, se ha subastado un 63,5% de media sobre las solicitudes de compra de los CUR desde la novena a la duodécima subastas CESUR, celebradas entre junio de 2009 y septiembre de 2010² (entre un mínimo de 51,8% solicitado por los CUR en los productos con horizonte el cuarto trimestre de 2010 y un máximo de 83,3% en los productos del segundo trimestre de 2010).

Cabe indicar que los CUR pueden realizar coberturas por la parte de productos no adquirida en CESUR (36,5% del volumen solicitado) en diversos mecanismos a plazo de electricidad existentes (mercado de futuros OMIP o mercado OTC) o realizando contratos bilaterales intragrupo o con otros agentes.

2 DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO

¹ En el segundo semestre de 2009 también compraron en las subastas de OMIP futuros con subyacente el precio de la zona española del MIBEL por un volumen equivalente al 10% de su demanda prevista, debido a que el factor de ponderación de los precios de las subastas OMIP se estableció en el 10%, según la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio.

² En ellas se han subastado productos con horizonte temporal el tercer y cuarto trimestres de 2009 (novena subasta), el primer y segundo trimestres de 2010 (décima subasta), el tercer trimestre de 2010 (undécima subasta) y el cuarto trimestre de 2010 (duodécima subasta).

Tal y como se señala en su exposición de motivos, la propuesta de Real Decreto tiene por objeto reducir el riesgo de los CUR por la parte no adjudicada en las subastas CESUR. Para ello, la propuesta de Real Decreto desarrolla un mecanismo por el que los CUR deberán adquirir, de forma obligatoria, productos que se liquidan por la diferencia de precios entre CESUR y el mercado diario, por un volumen máximo que sea la diferencia entre las cantidades solicitadas por los CUR destinadas al suministro de último recurso, durante el periodo para el que se fije la tarifa de último recurso, y las cantidades de las que hayan resultado adjudicatarios en las subastas CESUR, es decir, por un volumen máximo igual a la parte no cubierta en las subastas CESUR.

En este mecanismo quedan obligados a actuar como vendedores de dichos productos las instalaciones de régimen especial acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, hasta el máximo indicado en el apartado anterior.

La cantidad de productos a adquirir en cada hora por los CUR será igual al volumen no cubierto en las subastas CESUR hasta un volumen máximo dado por la energía casada en el mercado diario por las instalaciones de régimen especial obligadas a vender en este mecanismo.

OMEL (o una filial) realizará las liquidaciones de los productos establecidos, de forma que los CUR abonarán al gestor de las liquidaciones el importe correspondiente al producto de la cantidad asignada por el diferencial $P_{\text{CESUR}} - P_{\text{OMEL}}$ cuando esta diferencia sea positiva, y cobrarán del gestor de liquidaciones en caso contrario. Asimismo, las instalaciones de régimen especial vendedoras de los citados productos, abonarán al gestor de las liquidaciones el importe correspondiente al producto de la cantidad asignada por el diferencial $P_{\text{CESUR}} - P_{\text{OMEL}}$ cuando esta diferencia sea negativa, y cobrarán del gestor de liquidaciones en caso contrario.

La CNE incorporará el resultado de la liquidación de la propuesta de Real Decreto directamente en el cálculo de las primas equivalentes de las instalaciones de régimen especial vendedoras de los citados productos.

Los CUR deberán poner garantías para cubrir las obligaciones de pago pendientes y futuras derivadas de este mecanismo de cobertura. Por el contrario, las instalaciones de régimen especial no pondrán garantías porque sus derechos de cobro en el mercado diario se consideran automáticamente garantías para las obligaciones de pago derivadas de la propuesta de Real Decreto.

Este mecanismo no afecta a la retribución de las instalaciones acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del citado Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo (producción de régimen especial a tarifa), tal y como se recoge en la exposición de motivos de la propuesta de Real Decreto. Por tanto, en definitiva, el sistema de liquidaciones internaliza, en última instancia, la cobertura financiera del volumen no subastado en CESUR, según el mecanismo de adquisición citado anteriormente, de forma que la liquidación financiera de los productos supondrá un ingreso (si el precio de CESUR es superior al precio del mercado spot) o coste (si el precio de CESUR es inferior al precio del mercado spot) para el sistema. Desde julio de 2009 el precio de las subastas CESUR incluido en la TUR se ha situado en media, por encima del precio spot. El diferencial del precio CESUR respecto al precio del mercado diario, promedio ponderado por el volumen total subastado hasta el 31 de agosto de 2010 ha ascendido a 8,84 €/MWh.

3 CARACTERIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL RÉGIMEN ESPECIAL A TARIFA

En el Anexo I del presente informe se ofrece una descripción de la producción del régimen especial a tarifa. No obstante, a efectos de analizar el impacto de esta medida se analiza la

evolución de la producción asociada al citado régimen especial en los próximos años y sus posibles condicionantes.

3.1 Previsión de la evolución de la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007

De acuerdo con el artículo 24 del Real Decreto 661/2007, las instalaciones del régimen especial pueden elegir por ceder la electricidad al sistema percibiendo por ella una tarifa regulada única para todos los periodos de programación (opción a)), o por vender la electricidad en el mercado de producción, percibiendo por ello el precio que resulte en el mercado o el precio libremente negociado (opción b)) más una prima. Los titulares de instalaciones pueden elegir, por periodos no inferiores a un año, la opción de venta de su energía que más les convenga.

En general, la conveniencia de la opción a) o b) depende del diferencial existente entre el precio del mercado de producción y el precio del mercado previsto. No obstante, en el caso particular de la fotovoltaica, no existe la opción de venta b) por lo que este tipo de tecnología vende en cualquier caso a través de la opción a). En el caso particular de la eólica, 14.000 MW de los 19.000 MW instalados están acogidos a la Disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007 y han elegido mantenerse mayoritariamente en la opción b) de dicho Real Decreto hasta el 31 de diciembre de 2012. En cuanto a los 5.000 MW restantes, las condiciones económicas fijadas en relación al límite inferior y la prima en el mencionado Real Decreto, hacen más ventajoso el escenario de la opción b) que la opción a) si el precio del mercado es superior a un nivel de 44-46 €/MWh.

El escenario actual de precios del mercado y las particularidades indicadas en el párrafo anterior han motivado que, a fecha de junio de 2010, las tecnologías que se encuentran acogidas a la opción a) son el 80% de la cogeneración, el 100% de la energía fotovoltaica, un 4% de la energía eólica, fundamentalmente la correspondiente al periodo de pruebas de los parques, un 33% de la energía hidráulica, un 53% de la biomasa y el 100% de las instalaciones de tratamiento y reducción de residuos.

Ya que la producción térmica en régimen especial está ligada a la actividad de la industria asociada, la energía vendida a través de la opción a) presenta una modulación diaria, semanal y anual, siendo menor la producción en los valles, en los fines de semana, en los festivos y en agosto. No obstante, en la actualidad se detecta la existencia de unos 2.000-2.600 MW en base con producción continua durante todas las horas de la semana. La cogeneración alcanza una punta en la actualidad de unos 3.400 MW entre las 9 y las 24h. Por su parte, la producción fotovoltaica alcanza la punta en el entorno de las 13-14:00 h alcanzando unos 2.000-2.200 MW en verano y unos 1.000-2.200 en invierno, siendo su producción nula en los valles. La producción eólica y la hidráulica acogidas a la opción a) se mantiene bastante estable a lo largo de todas las horas y durante todo el año.

Adicionalmente a la potencia instalada que en la actualidad se encuentra en la opción a), hay que tener en cuenta las previsiones de nuevas incorporaciones que pudieran acogerse en el futuro a esta opción:

- Está prevista una incorporación de la cogeneración de 400 MW/año en el periodo 2011-2016. Tanto la nueva potencia como la existente elegirá la opción de venta de energía más ventajosa en función del precio del mercado previsto. La opción a) será más ventajosa para la cogeneración, si el precio del mercado se sitúa por debajo de los 50 €/MWh (en términos generales ya que existen distintas categorías dentro de este grupo). De acuerdo con las cotizaciones de los productos a plazo del mercado diario para el último trimestre de 2010 que se sitúan por debajo de los 50 €/MWh, probablemente, las instalaciones pudieran decidir mantenerse en la opción a). Cada 400 MW de potencia instalada nueva que se incorpore a la opción a) supondrán unos 200 MW adicionales en las horas valles y unos

280 MW en las horas punta del día, suponiendo la misma modulación que registran las plantas actuales.

- Se deben considerar 500 MW/año hasta final de 2013 de la tecnología solar termoeléctrica que de acuerdo con la propuesta de RD recientemente informada por la CNE han de permanecer el primer año de funcionamiento acogidas a la opción a). El segundo año pasarían a la opción b) dado que resulta más ventajosa económicamente que la primera para este tipo de instalaciones. No se dispone de información suficiente para poder estimar la aportación de estas instalaciones en la punta, pero cabría considerar una aportación en el entorno de 350 MW en las puntas por cada 500 MW instalados adicionales.
- La energía fotovoltaica evolucionará de acuerdo con el número de instalaciones que consigan su autorización definitiva anualmente. Este crecimiento estará limitado por las cantidades anuales previstas en el registro de preasignación de potencia fotovoltaica, límite que se encuentra en el entorno de los 400 MW. La única opción de venta para esta tecnología es la opción a). Cada 400 MW nuevos, la potencia en el valle seguirá siendo nula y en las puntas cabría considerar unos 150-350 MW adicionales, dependiendo del mes del año.
- Adicionalmente, cabría considerar una potencia incremental de 200 MW/año a tarifa de otras tecnologías para el periodo 2011-2016 que se incorporarían a esta opción a).

A la vista de lo anterior, las previsiones indican que en las horas de producción mínima, la energía del régimen especial vendida a través de la opción a) podría alcanzar unos 3.000-3.500 MW en 2011. Sin embargo, si el precio del mercado de producción se incrementara hasta 60 €/MWh, la producción de la cogeneración podría volver a la opción b) en línea con lo ocurrido en 2008, por lo que la producción en los valles se encontraría en el entorno de los 1.000 MW.

4 CONSIDERACIONES GENERALES A LA PROPUESTA DE REAL DECRETO

En este epígrafe se realizan consideraciones generales sobre aspectos destacables derivados de la aplicación de la propuesta de Real Decreto.

4.1 Sobre el objetivo de la norma

La propuesta de Real Decreto contribuye a reducir el riesgo de precio que los CUR deben cubrir por el volumen que no pueden adquirir en las subastas CESUR, como consecuencia de la reducción de los volúmenes solicitados por los CUR hasta el Volumen Objeto de Subasta (en adelante "VOS") finalmente subastado en las CESUR realizadas desde el 1 de julio de 2009.

El CUR tendría garantizada la cobertura financiera del total de su solicitud siempre que la energía de las instalaciones de régimen especial acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, fuera en todas las horas suficiente para cubrir el volumen de compra solicitado por el CUR, que no ha sido adjudicado a través de las subastas CESUR³. No obstante, en la propuesta de Real Decreto, las instalaciones de régimen especial no ofrecen la cobertura total a los CUR si no disponen de energía suficiente casada en el mercado diario, por lo que en estos casos se trasladaría el riesgo a los CUR.

Cabe destacar que desde la entrada en vigor de la TUR, se ha dejado de cubrir un volumen próximo a los 2.700 MW en media (entre un mínimo de 1.003 MW en el segundo trimestre de 2010 y un máximo de 3.776 MW en el cuarto trimestre de 2010). Si la producción del régimen especial se situara en los niveles de 3.000-3.500 MW en las horas de mínima producción tal y como se prevé en el apartado anterior, o incluso si alcanzara los niveles registrados en 2008 ante

³ Este mecanismo sería equivalente a una oferta de venta precio-aceptante de dichas instalaciones en la subasta CESUR, por el diferencial de la solicitud de compra del CUR y el VOS que fijara la SEE.

un precio elevado del mercado, es posible que la producción del régimen especial de la opción a) fuera insuficiente en algunas horas para cubrir la totalidad de las compras de los CUR no subastadas en CESUR. En este caso, ante la incertidumbre de la producción en cada momento del régimen especial en la opción a), el CUR no tendría la posibilidad de cubrirse ex-ante por la energía “deficitaria” con un tercero o con su propio grupo, ya que es tras la casación del mercado diario cuando se conocería si la energía casada por el régimen especial ha cubierto o no la totalidad de las compras de la CUR.

4.2 Sobre las estrategias de los agentes

La introducción de la propuesta de Real Decreto incide en los comportamientos estratégicos de los agentes.

4.2.1 Estrategias de los generadores integrados en las subastas CESUR

Si el VOS en las subastas CESUR coincidiera con la totalidad de la solicitud de compra de los CUR, en este caso, los CUR obtendrían la cobertura total de su demanda prevista a partir del volumen asignado a los adjudicatarios de la subasta.

No obstante, hasta ahora en todas las subastas CESUR para la fijación de la TUR, la SEE, una vez vistos los volúmenes de calificación, ha fijado el VOS por una cantidad inferior a la solicitud de compra de los CUR, por lo que la cobertura de su demanda ha sido proporcionada parcialmente por los adjudicatarios en la subasta. Asimismo, los CUR han podido completar la cobertura a través de contratos bilaterales con el generador de su grupo o en los mercados OTC y OMIP.

Desde la perspectiva del generador integrado en el mismo grupo empresarial que el CUR, al haberse subastado una cantidad inferior a la solicitud de compra, su participación en CESUR para competir con el resto de agentes participantes está relacionada con la posibilidad preferente de completar la cobertura del CUR perteneciente a su grupo empresarial, al precio CESUR.

Con el mecanismo de la propuesta de Real Decreto, las instalaciones acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, realizarían la cobertura de la demanda del CUR que no haya sido cubierta a través de las subastas CESUR. Los generadores integrados con los CUR perderían así un posible beneficio/pérdida en caso de resultar un precio de mercado inferior/superior al precio CESUR.

Por tanto, el mecanismo de la propuesta de RD eliminaría un posible incentivo a que retiren un elevado volumen de calificación durante el transcurso de las subastas CESUR⁴, reduciendo, así, su adjudicación como vendedores de los productos subastados en CESUR respecto a otros competidores, a efectos de lograr un precio CESUR elevado con el que liquidar por diferencias con el precio spot. En definitiva, la propuesta de RD podría incentivar a que los agentes verticalmente integrados tengan una conducta más competitiva en CESUR, debido a que no tendrían garantizada la realización de la cobertura financiera de los CUR de sus grupos, lo que podría redundar en una reducción del diferencial entre el precio CESUR y el precio spot, ante un comportamiento más competitivo de estos agentes en la subasta.

4.2.2 Estrategias de participación de los CUR en las subastas CESUR

El apartado 2 de la disposición adicional cuarta de la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, establece que para participar en las subastas CESUR los comercializadores de último recurso deberán solicitar el volumen máximo objeto de compra en cada subasta. En este sentido, no se explicita en la normativa vigente ni en la propuesta de Real Decreto que dicho volumen máximo

⁴ Ya no dispondrían de una oferta “cautiva” con el CUR de su grupo al precio CESUR.

deba proveer cobertura a la totalidad de la previsión de demanda de los consumidores acogidos a la TUR⁵. Cabe destacar que desde la entrada en vigor de la TUR, los CUR han solicitado volúmenes máximos objeto de compra en cada subasta acordes a sus previsiones de demanda de los consumidores acogidos a la TUR. Adicionalmente, estas previsiones han seguido la demanda obtenida a partir del programa básico de funcionamiento del mercado (PBF) de dichos consumidores⁶.

La propuesta de Real Decreto establece que la parte de la solicitud de compra de los CUR no subastada en CESUR, será cubierta con la energía casada en el mercado diario de las instalaciones acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Por tanto, una parte de la cobertura del volumen solicitado por los CUR será ofrecida por dichas instalaciones y los agentes participantes en CESUR no podrán competir por ella.

Este hecho puede incentivar a que un determinado CUR solicite un volumen máximo objeto de compra en CESUR inferior al necesario para cubrir su demanda de último recurso, con objeto de dejar una oferta al generador de su grupo para que establezca posteriormente una cobertura mediante un contrato bilateral, y disminuir, al mismo tiempo, la posibilidad de los escenarios en los que las instalaciones de régimen especial no puedan ofrecer la cobertura total de la solicitud de compra del CUR que no haya sido adjudicada a través de las subastas, en los que los CUR no podrían cubrirse ex-ante.

Este tipo de conducta, tendente a reducir el grado de participación del CUR en la subasta CESUR, podría tener como consecuencia que se redujera la representatividad del precio resultante de la subasta CESUR como precio de referencia en la fijación de la TUR. Adicionalmente, los grupos verticalmente integrados podrían tener incentivo a realizar estrategias de retirada para lograr un precio de CESUR elevado con el que liquidar por diferencias con el precio spot, si bien cabe señalar que en las subastas CESUR hasta el momento, se mantiene la participación elevada de participantes con conductas heterogéneas de puja, obteniéndose resultados en CESUR similares a las referencias registradas en los mercados a plazo.

4.2.3 Estrategias de oferta de las instalaciones del régimen especial en el mercado spot de generación

Según la propuesta de Real Decreto, en el artículo 3.3, el volumen de productos financieros que deberá venderse por parte de las instalaciones del régimen especial afectadas, y adquirirse por parte de los CUR, está limitado, en cada hora, por la energía casada en el mercado diario por estas instalaciones.

Dado el mecanismo de liquidación de los productos financieros establecido en el artículo 5.1 de dicha propuesta, cuando el precio CESUR sea superior al del mercado diario, las instalaciones del régimen especial percibirán un adelanto de parte de la prima equivalente si se compara con la situación actual (en el epígrafe 4.4 se detallan los cálculos de la prima equivalente con el mecanismo de la propuesta de Real Decreto). Por el contrario, cuando el precio CESUR sea inferior al precio del mercado diario, las instalaciones del régimen especial deberán adelantar el pago de parte de la prima que hasta ahora les ha correspondido, con cargo a los ingresos que

⁵ Los CUR tienen reconocido el cobro de la TUR por todos consumidores finales de energía eléctrica conectados en baja tensión, cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 KW, acogidos a la TUR.

⁶ En el tercer trimestre de 2009 las previsiones fueron acordes con las compras reales (superiores en un 0,70% en base y un 0,58% en punta), en el cuarto trimestre de 2009, las previsiones de demanda de los CUR fueron superiores a sus compras realizadas en el mercado (el cuarto trimestre de 2009 se desviaron por encima de las compras reales un 16,24% en las horas base y un 16,33% en las horas punta) y en el primer y segundo trimestres de 2010 las previsiones han sido inferiores a las compras reales (inferiores en más de un 8,74% en base y en un 2,86% en punta).

perciben en el mercado diario por la venta de su producción. Finalmente, la liquidación de su tarifa regulada no se verá afectada en ningún caso, pero sí se verán afectados positivamente o negativamente en función del diferencial de la CESUR-precio mercado diario, desde un punto de vista financiero.

Lo anterior podría tener implicaciones sobre las estrategias de oferta en el mercado spot de las instalaciones de régimen especial afectadas. En efecto, podrían tener incentivos a vender en el mercado diario sólo cuando tengan una expectativa de precio inferior al precio CESUR, ya que de esta forma anticiparían cobros a través de los productos financieros. Al contrario, en caso de esperar que el precio del mercado diario fuera superior al de CESUR, podrían optar por “trasladar” parte de sus ventas a los mercados intradiarios, con el fin de no verse afectados por esta norma, y por el impacto financiero negativo correspondiente.

Por ello, tal y como se comentará en el epígrafe de consideraciones particulares a la propuesta de Real Decreto, se propone que la asignación de los productos entre las instalaciones del régimen especial se realice en proporción a las cantidades casadas no sólo en el mercado diario sino también en los mercados intradiarios.

4.2.4 Estrategias de los comercializadores libres pertenecientes al mismo grupo empresarial de los CUR

La propuesta de Real Decreto implica que una parte de la cobertura de la demanda para el SUR sea ofrecida por las instalaciones de régimen especial acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007.

En la actualidad, como se ha comentado anteriormente, los CUR de los grupos verticalmente integrados pueden completar la cobertura de la demanda que no hayan podido obtener a través de la subasta CESUR de varias formas, entre las cuales se encuentra la realización de contratos bilaterales con el generador del mismo grupo empresarial.

Como consecuencia de la propuesta de Real Decreto, dichos generadores podrían perder la posibilidad de realizar estas coberturas financieras con el CUR de su grupo, debido a que la cobertura de la demanda no cubierta en CESUR se realizaría por las instalaciones de régimen especial afectadas.

En este contexto, los grupos verticalmente integrados podrían tener un mayor incentivo a captar clientes en el mercado libre, cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW, acogidos a la TUR, a efectos de realizar la cobertura para la energía producida por los generadores del mismo grupo. En este sentido, la propuesta podría tener un impacto positivo sobre el grado de presión competitiva en este segmento de mercado.

4.3 Impacto de la propuesta de Real Decreto sobre la retribución de las instalaciones del régimen especial acogidos a la opción a)

El mecanismo de la propuesta de Real Decreto genera una liquidación financiera positiva para las instalaciones de régimen especial (proporcional a la cobertura realizada) si el precio CESUR es superior al precio OMEL, como viene ocurriendo desde la introducción del SUR, y negativa para las instalaciones en caso contrario. La liquidación financiera positiva o negativa derivada de este mecanismo minorará o elevará la liquidación que reciben estas instalaciones por las ventas en el mercado diario. Dicha liquidación financiera es previa a la liquidación de la prima equivalente (cuantía pendiente de cobro) realizada por la CNE con al menos un mes de decalaje, que se define con el nuevo mecanismo como el precio de la tarifa regulada menos el precio final horario del mercado de producción (liquidado por el operador del mercado y el operador del sistema) y más el diferencial entre el precio CESUR y el precio spot (la liquidación financiera positiva o

negativa liquidada por el operador del mercado). Por tanto, este mecanismo no altera la remuneración de estas instalaciones pero sí altera la cronología de los flujos de caja que perciben, ya que anticipan o retrasan parte de los cobros. En particular, tal y como se ha comentado anteriormente, si el diferencial promedio del precio CESUR y el precio OMIE es positivo, las instalaciones reciben antes una proporción mayor de la tarifa regulada, y si es negativo lo reciben posteriormente, con la liquidación de la prima equivalente.

4.4 Impacto de la propuesta de Real Decreto sobre el grado de incertidumbre sobre los costes del sistema

El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, en el apartado 4 de la Disposición adicional séptima define la prima equivalente de las instalaciones del régimen especial, en la opción de venta a tarifa como “la diferencia entre la energía neta efectivamente producida valorada al precio de la tarifa regulada que le corresponda y la liquidación efectuada por el Operador del Mercado y el Operador del Sistema, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 34 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo”. Esto es, la prima equivalente del régimen especial en su opción de venta a tarifa se calcula como:

$$PRE_{\text{tarifa}} = E_{RE \text{ tarifa}} * (T_{RE} - P_{OMEL}^7)$$

Donde,

$E_{RE \text{ tarifa}}$: Energía vertida por el régimen especial a tarifa

T_{RE} : precio que cobra el régimen especial por la energía en su opción de venta a tarifa

P_{OMEL} : precio del mercado

Por ejemplo, obviando el impacto que pudieran tener los desvíos incurridos y otros complementos, para el titular de una instalación que vende a tarifa a un precio de 85 €/MWh y produce 100 MWh, la prima equivalente, supuesto un precio del mercado de 45 €/MWh, ascendería a:

$$PRE_{\text{tarifa}} = E_{RE \text{ tarifa}} * (T_{RE} - P_{OMEL}) = 100 \text{ MWh} * (85 \text{ €/MWh} - 45 \text{ €/MWh}) = 4.000 \text{ €}$$

En consecuencia, el importe de las primas del régimen especial a tarifa que es un componente de de las tarifas de acceso, depende fundamentalmente de dos variables: la energía prevista del régimen especial a tarifa y el precio del mercado spot. En el supuesto de que no se cometiera un error en la previsión del volumen de energía producido por el régimen especial a tarifa, la prima del régimen especial liquidada dependería fundamentalmente del precio del mercado.

La propuesta de Real Decreto establece que en el cálculo de la prima equivalente del régimen especial a tarifa se tendrán en cuenta tanto los ingresos que se obtengan por la venta de energía en el mercado, como la liquidación que resulte de la aplicación del mecanismo previsto en el Real Decreto. Es decir, la prima equivalente del régimen especial en su opción a tarifa se calculará de acuerdo con el siguiente esquema:

$$PRE_{\text{tarifa}} = E_{RE} * (T_{RE} - P_{OMEL}) + Q_{RE \text{ tarifa, CUR}} * (P_{OMEL} - P_{CESUR})$$

Donde,

E_{RE} : Energía producida por el régimen especial a tarifa.

$Q_{RE \text{ tarifa, CUR}}$: cantidad de energía producida por el régimen especial a tarifa asignada al CUR, en el ámbito de aplicación de la propuesta de RD

T_{RE} : precio que cobra el régimen especial por la energía en su opción de venta a tarifa

⁷ El régimen especial en su opción de venta a tarifa no participa en los mercados de restricciones, por lo que la prima equivalente depende fundamentalmente del precio registrado en el mercado.

P_{OMEL} : precio del mercado
 P_{CESUR} : precio de las subastas CESUR

Siguiendo con el ejemplo, si el titular de la instalación, en el ámbito del mecanismo de la propuesta de RD, resulta obligado a vender 60 MWh en productos a liquidar por diferencias respecto del precio CESUR y el precio resultante de la subasta CESUR asciende a 50 €/MWh, la prima equivalente ascendería a:

$$\begin{aligned} PRE_{tarifa} &= E_{RE\ tarifa} * (T_{RE} - P_{OMEL}) + Q_{RE\ tarifa, CUR} * (P_{OMEL} - P_{CESUR}) = \\ &= 100\ MWh * (85\ €/MWh - 45\ €/MWh) + 60\ MWh (45\ €/MWh - 50\ €/MWh) = \\ &= 4.000\ € - 300\ € = 3.700\ € \end{aligned}$$

Bajo el supuesto de que no se cometiera un error de previsión sobre la energía vertida por el régimen especial a tarifa, ni sobre la cuantía asignada al CUR, el nuevo mecanismo introduciría mayor certidumbre, en el sentido de que un componente de la misma (P_{CESUR}) es conocido.

No obstante, siempre que el periodo de revisión de las tarifas de acceso y el horizonte de entrega de los productos subastados en CESUR no coincidan, el mecanismo considerado en la propuesta de RD no aporta una ventaja clara sobre la previsión de la primas del régimen especial. Ello es debido a que en el momento en que se estima el importe de la prima del régimen especial se desconoce el resultado de las subastas CESUR. Asimismo, con bastante probabilidad, tampoco se dispondrá de la previsión de la cuantía asignada al régimen especial a tarifa que estará obligado a vender al CUR, dado que ello depende, a su vez, de las cantidades solicitadas por los CUR y del VOS que fije la SEE, ni de potencia ni la energía de las instalaciones de régimen especial que decidan permanecer en tarifa.

En consecuencia, para que el mecanismo propuesto en el RD introduzca una mayor predictibilidad en las primas del régimen especial, sería necesario que se acompañaran adecuadamente las revisiones de las tarifas de acceso y las subastas CESUR, que en la actualidad se celebran trimestralmente.

4.5 Impacto de la propuesta de Real Decreto sobre los costes del sistema

Adicionalmente, tal y como se ha indicado, el mecanismo considerado en la propuesta de Real Decreto tiene un impacto en la liquidación de los costes regulados y, por tanto, en las tarifas de acceso y en las tarifas de último recurso. Ello es debido a que, al no alterar la retribución del régimen especial a tarifa afectado por la propuesta de Real Decreto, tal y como se expone en la exposición de motivos de la misma, la liquidación financiera positiva o negativa redundará en el sistema, ya que las instalaciones que hayan elegido la opción a) del artículo 24.1 tienen garantizada la tarifa regulada. En caso de una liquidación financiera negativa, el diferencial de precios representa, en última instancia, que los consumidores acogidos a la TUR han pagado un precio a plazo (el de CESUR) inferior al subyacente (el precio del mercado diario).

En el ejemplo anterior, el titular de la instalación percibe una retribución de 8.500 €, tanto con la regulación vigente como con la propuesta de RD. Sin embargo, la prima equivalente calculada de acuerdo con el Real Decreto 485/2009 ascendería a 4.000 € mientras que la prima equivalente que resulta de aplicar el mecanismo previsto en la propuesta de RD ascendería a 3.700 € (véase cuadro 1).

Cuadro 1. Prima equivalente de acuerdo con la regulación vigente y la propuesta de Real Decreto

Energía producida por RE a tarifa (MWh)	Tarifa regulada a la que se retribuye el RE (€/MWh)	Precio del mercado diario (€/MWh)	Cantidad de producto asignado al RE en el ámbito de la propuesta de RD (MW)	Precio resulta de la subasta CESUR (€/MWh)
(A)	(B)	(C)	(D)	(E)
100	85	45	60	50

Regulación vigente		
Prima equivalente (€)	Energía (€)	Retribución de la instalación (€)
$(F) = (A) * [(B) - (C)]$	$(G) = (A) * (C)$	$(F) + (G)$
4.000	4.500	8.500

Propuesta de RD		
Prima equivalente (€)	Energía (€)	Retribución de la instalación (€)
$(F) = (A) * [(B) - (C)] + (D) * [(C) - (E)]$	$(G) = [(A) - (D)] * (C) + (D) * (E)$	$(F) + (G)$
3.700	4.800	8.500

En relación con lo anterior, desde el 1 de julio de 2009 (entrada en vigor de la TUR) hasta el 31 de agosto de 2010, si las instalaciones acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, hubieran ofrecido cobertura por la diferencia entre las cantidades solicitadas por los CUR y las cantidades subastadas en CESUR (el 33,6% de la solicitud de compra de los CUR)⁸, hubieran obtenido una liquidación financiera positiva global de 241,8 millones de euros, que habría minorado el coste para el Sistema de la tarifa regulada.

Finalmente, el mecanismo contemplado en la propuesta de RD también tiene un impacto sobre las tarifas de acceso y las tarifas de último recurso. Cuando el precio resultante de las subastas en CESUR sea superior al precio del mercado, la prima equivalente del régimen especial a tarifa será inferior a la que resultaría con la normativa vigente. Por el contrario, cuando el precio resultante en CESUR sea inferior al precio de mercado, la prima equivalente será superior a la que resultaría con la metodología vigente. Ello afectaría al cálculo de las tarifas de acceso, ya que habría que considerar el déficit o superávit registrado en las primas en las sucesivas revisiones de las tarifas de acceso.

Asimismo, en la medida en que ambos componentes de coste (energía y prima equivalente) intervienen en el cálculo de la tarifa de último recurso y teniendo en cuenta que para un diferencial de precios OMEL-CESUR, ambos componentes de coste varían en sentido contrario, el mecanismo establecido en la propuesta de Real Decreto introduciría cierta estabilidad en los precios pagados por los clientes acogidos a TUR.

Cabe señalar que el impacto del mecanismo de liquidación por diferencias no es simétrico y dependerá de la distribución horaria de la demanda no cubierta por el CUR en subastas CESUR⁹.

⁸ Considerando el supuesto que hubiera habido suficiente régimen especial a tarifa para realizar la cobertura horaria.

⁹ La cobertura del déficit de energía a cuenta del sistema no tiene en media, a largo plazo, un coste superior que la cobertura proporcionada por las instalaciones acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007. En particular, si la propuesta hubiera estado en vigor durante el periodo 01/07/2009-

Así en las horas valle, en las que la cobertura puede ser elevada con las subastas CESUR y el diferencial de precios entre CESUR y el mercado diario que con mayor probabilidad será positivo, se registrará una menor cobertura con el mecanismo propuesto que en horas llano, en las que el diferencial de precios será probablemente menor.

5 PROPUESTA ALTERNATIVA AL REAL DECRETO

Como ya se ha anticipado, la propuesta de Real Decreto tiene por objeto, según su exposición de motivos, reducir el riesgo de los CUR por la parte no adjudicada en las subastas CESUR. Para ello, la propuesta desarrolla un mecanismo por el que los CUR deberán adquirir, de forma obligatoria, contratos financieros representativos de una cantidad máxima de energía igual a la diferencia entre las cantidades que hayan solicitado y las cantidades que les sean finalmente adjudicadas en las subastas. El precio de la energía así adquirida se liquidará por la diferencia entre los precios CESUR y los precios fijados en el mercado diario. Por tanto, los CUR tendrían garantizada la cobertura financiera del total de su solicitud siempre que la energía de las instalaciones de régimen especial acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, fuera en todas las horas suficiente para cubrir dicho volumen de compra solicitado y no adjudicado a través de las subastas CESUR. No obstante, las instalaciones de régimen especial no ofrecen la cobertura total a los CUR si no disponen de energía suficiente casada en el mercado diario, por lo que en estos casos se trasladaría el riesgo a los CUR sin margen temporal para la gestión del mismo.

Se realiza una propuesta alternativa a la planteada en la propuesta de Real Decreto, consistente en que el sistema realizará, por la diferencia entre los precios CESUR y los precios del mercado diario, la cobertura financiera a la totalidad de la energía no adquirida por los CUR en las subastas CESUR.

En particular, según la propuesta alternativa de esta Comisión el sistema ofrecería cobertura financiera por las diferencias de precios entre CESUR y el mercado diario, por un volumen establecido como la diferencia entre los productos base y punta calculados a partir de la demanda diaria de los CUR en el mercado (demanda neta tras la actuación de los CUR en el mercado diario y en los intradiarios) y el volumen adjudicado de los productos base y punta en las subastas CESUR correspondiente al mismo horizonte temporal. El procedimiento para calcular la energía asociada a la cobertura de productos base y punta realizada por el sistema deberá ser establecido en desarrollo normativo de este RD.

Con la propuesta alternativa de esta Comisión se completarían y acentuarían las ventajas que presenta la propuesta de Real Decreto, en particular:

- 1.- Traslada al consumidor la totalidad –y no sólo una parte- del diferencial de los precios CESUR-OMEL correspondiente a la cantidad de energía no adquirida por los CUR en las subastas CESUR.
- 2.- Elimina completamente –y no sólo parcialmente- el riesgo al que se refiere la propuesta de Real Decreto de que el CUR quede descubierto en determinadas horas.

30/06/2010, la producción de las instalaciones acogidas a la opción a) no hubiera sido suficiente para cubrir la totalidad de las compras de los CUR no subastadas en CESUR en 2.760 horas del total de 8.760. En este periodo, el precio medio OMEL ha sido 32,10 €/MWh mientras que el precio medio OMEL en las horas en que la producción del régimen especial ha sido insuficiente para cubrir la totalidad de las compras de los CUR ha sido 31,24 €/MWh.

3.- Permite, desde la coherencia del propio Real Decreto propuesto, la eliminación de la prima de riesgo incluida en la TUR y de las garantías que tendrían que aportar los CUR en la contratación de la energía del Régimen Especial.

4.- Desincentiva con mayor fuerza determinados comportamientos estratégicos de los grupos integrados.

5.- Presenta una mayor sencillez respecto al mecanismo de la propuesta de Real Decreto y, en consecuencia, simplifica la aplicación y gestión de la norma.

Elimina completamente el riesgo del CUR

La ventaja de que el sistema ofrezca diariamente cobertura sobre la demanda del CUR en el mercado radica en que la previsión de esta demanda se realiza en un momento del tiempo muy próximo al suministro¹⁰, por lo que se trata de una previsión mucho más adecuada que la realizada para solicitar el volumen máximo objeto de compra en las subastas CESUR. En este sentido, cabe destacar que desde la entrada en vigor de la TUR las subastas se han celebrado en el mes anterior al inicio del horizonte temporal del producto subastado (se han subastado productos para el trimestre consecutivo y el siguiente).

Con esta propuesta se cubriría el riesgo de precio asociado a la demanda de los CUR en el mercado, es decir, asociado a las adquisiciones de energía en el mercado para suministrar a sus clientes con derecho a TUR y los que transitoriamente carecen de comercializador.

Implica la eliminación de la prima de riesgo de la TUR

Cabe destacar que la prima de riesgo aplicada en la fórmula de la TUR (reconocida a los CUR), según la Orden ITC/1659/2009, intenta cubrir el riesgo de cantidad derivado de la diferencia entre la curva de carga prevista y la curva de carga real, medida ésta a partir de la demanda del CUR en el mercado diario¹¹ por lo que, de adoptar esta alternativa, sería necesario eliminar la prima de riesgo de la fórmula de la TUR.

A modo de ejemplo, cabría señalar que cuando el precio resultante de la subasta CESUR coincide con el precio del mercado diario, el coste estimado de la energía y el coste de acceso sería el mismo, pero el consumidor estaría exento del pago de la prima de riesgo.

Desincentiva determinados comportamientos estratégicos

La propuesta alternativa planteada por esta Comisión eliminaría los incentivos de los agentes a realizar posibles comportamientos en la subasta. En concreto:

- Los generadores integrados no podrían realizar la cobertura de una parte de la demanda del CUR de su grupo, ya que la diferencia entre la demanda de los CUR en el mercado y el volumen adjudicado a estos agentes en las subastas CESUR sería cubierto por el sistema. De esta forma, los generadores integrados tendrían que competir como el resto de agentes participantes en la subasta CESUR para adjudicarse una parte del VOS.
- Por la misma razón, se elimina el incentivo a una posible infraestimación del VOS por los CUR, al no poder reservar parte de la cobertura de su demanda para los generadores de sus grupos integrados.
- Al no realizar la cobertura a través de la energía casada en el mercado por las instalaciones de régimen especial acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del Real

¹¹ Cabe destacar que los CUR ya están haciendo sus compras en el mercado en base a los perfiles con los que luego se les liquida, y que las diferencias entre sus adquisiciones en el mercado y el consumo real de sus clientes se considera un desvío. La fórmula de cálculo de la TUR estima el impacto de los desvíos.

Decreto 661/2007, de 25 de mayo, estas instalaciones no tienen incentivos a trasladar la energía que ofertan entre el mercado diario y los mercados intradiarios.

Traslada al Sistema el diferencial de los precios CESUR-OMEL correspondiente a la cantidad de energía no adquirida por los CUR en las subastas CESUR

Cabría señalar que, con esta alternativa se introduce un nuevo componente en las liquidaciones (diferencia de precios entre CESUR y spot) que depende del precio del mercado, variable no conocida en el momento de la elaboración del ejercicio tarifario. No obstante, tal y como se ha indicado en el epígrafe 4.5, el mecanismo incluido en la propuesta de Real Decreto únicamente aportaría una mejora en la predictibilidad de la prima equivalente y, por tanto, en la previsión de las tarifas de acceso, si la revisión de las tarifas de acceso y las subastas CESUR resultaran acompañadas. En caso contrario, la mejora en la predictibilidad de la prima equivalente de la propuesta de RD es limitada.

La liquidación de este mecanismo se consideraría como un ingreso o un coste liquidable a incluir en las Liquidaciones de las Actividades reguladas de la CNE. La liquidación se realizaría por parte de la CNE en los plazos correspondientes, lo que podría ocasionar un ingreso, o en su caso, un coste en el caso de que la liquidación fuera negativa, con el coste financiero correspondiente para el responsable de la liquidación¹².

En el caso de que no se tenga en consideración la propuesta planteada de que sea el sistema el que realice la cobertura de la demanda de los CUR en el mercado, se propone modificar el artículo 3.3 de la propuesta de Real Decreto, para que se pueda cubrir la totalidad de la demanda de los CUR no subastada en las CESUR (o el valor máximo de productos al que hace referencia el párrafo 1 del artículo 3), indicando que la cantidad de productos a adquirir en cada hora por el CUR coincidirá con ese valor máximo.

En particular, en el caso de que la producción del régimen especial sea menor que ese valor, la liquidación del déficit de energía se trasladaría a las Liquidaciones de las Actividades reguladas de la CNE como un ingreso o un coste liquidable.

Cabe destacar que esta solución, al igual que la propuesta alternativa planteada en este epígrafe, introduce un componente de cálculo en la previsión de las tarifas de acceso que depende del precio del mercado.

En cualquier caso, se considera que ni para la propuesta de Real Decreto ni para esta propuesta alternativa debería ser objeto de cobertura la demanda de los CUR por su cartera de clientes a quienes realicen ofertas a un precio libre. Se considera necesario establecer que el CUR no pueda realizar ofertas a clientes a precios libremente pactados. En el epígrafe 8 se describe esta última consideración con más detalle.

Sin menoscabo de estas propuestas y de la prevista en el Real Decreto, esta Comisión reitera que considera necesaria la realización de un mayor número de subastas CESUR de un mismo producto, en las que se subasten cantidades inferiores a las que correspondería subastar en una única subasta CESUR, al objeto de disponer de, al menos, varias referencias de precios de cada producto trimestral que se incluya en la TUR, y de aumentar la presión competitiva en cada subasta. De esta forma, se podría cubrir todo el volumen demandado por los CUR.

¹² A este tipo de liquidaciones se han incorporado en los últimos años costes no directamente ligados a las actividades reguladas, como las rentas de congestión de las interconexiones internacionales, los ingresos por minoración de derechos de emisión, los costes de gestión de la demanda en el mercado de los grandes consumidores, o el saldo de los pagos por capacidad.

Asimismo, se hace necesaria una coordinación entre el regulador energético y financiero con el objeto de disponer de información de los contratos OTC financieros con subyacente eléctrico, a efectos de realizar una supervisión completa de las posiciones de los agentes y de la formación del precio de electricidad.

Tanto en la propuesta de RD como en la propuesta alternativa presentada el impacto del mecanismo de liquidación por diferencias no es simétrico y dependerá de la distribución horaria de la demanda no cubierta por el CUR en subastas CESUR.

Tanto en el caso en que se adoptara la propuesta de la CNE de que sea el sistema el que cubra la totalidad del riesgo del CUR, como en el caso de que, adoptándose el mecanismo de la propuesta de Real Decreto el sistema subsidiariamente cubra el riesgo del CUR no cubierto por las instalaciones acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, debe establecerse que la liquidación que resulte del producto liquidado con cargo al sistema tenga la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema.

6 CONSIDERACIONES PARTICULARES A LA PROPUESTA DE REAL DECRETO

En este epígrafe se realizan comentarios específicos a la propuesta de Real Decreto, algunos de los cuales deberían ser tenidos en cuenta si se admite la propuesta de esta Comisión realizada en el epígrafe anterior.

6.1 Exposición de motivos

La propuesta de Real Decreto establece un mecanismo basado en un instrumento financiero, por lo que, en su exposición de motivos, debería hacerse referencia explícita a la Ley del Mercado de Valores (Ley 47/2007, de 19 de diciembre, por la que se modifica la Ley 24/1988, de 28 de julio – LMV–), con la siguiente propuesta de redacción:

“El presente real decreto crea un mecanismo basado en un instrumento financiero al que le será de aplicación, en lo que corresponda, la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores y su normativa de desarrollo”.

En la exposición de motivos de la propuesta de Real Decreto debería hacerse referencia explícita a la LMV, por regularse a través de dicho Real Decreto un mecanismo basado en un instrumento financiero.

6.2 Artículo 3. Obligaciones de adquisición de productos a ser liquidados por diferencia de precios por los CUR y de venta de esos mismos productos por las instalaciones de Régimen Especial indicadas en el ámbito de aplicación de este Real Decreto

En caso de no implementarse la propuesta comentada en el epígrafe 5 de este informe, se propone que para el cálculo de la energía a adquirir por el CUR, en cada hora, se considere no sólo la energía casada en el mercado diario, por las instalaciones a quienes es de aplicación el Real Decreto propuesto, sino también la energía casada, por dichas instalaciones, en el mercado intradiario. Debería, por tanto, añadirse a la redacción de los dos puntos del apartado 3.3 referencia específica al mercado intradiario (*“Si la energía casada en los mercados diario e intradiario (...)”*)

Asimismo, se propone que se especifique en el apartado 3.1 que las cantidades solicitadas por los CUR estén destinadas tanto al suministro a tarifa de último recurso como al suministro de los

consumidores finales de energía eléctrica que transitoriamente carecen de comercializador y son suministrados por los CUR, a precio regulado.

Para el cálculo de la energía a adquirir por el CUR, en cada hora, debería considerarse no sólo la energía casada en el mercado diario, por las instalaciones a las que les es de aplicación la propuesta de Real Decreto, sino también la energía casada, por las mismas, en el mercado intradiario y debería considerarse que las cantidades solicitadas por los CUR estén destinadas tanto al suministro a tarifa de último recurso como al suministro de los consumidores finales de energía eléctrica que transitoriamente carecen de comercializador y son suministrados por los CUR.

6.3 Artículo 4. Determinación de los precios de venta y compra de los productos

En el artículo 4 de la propuesta de Real Decreto se establece la forma de cálculo de los precios de venta y compra de los productos.

- El precio de venta a aplicar a cada titular de instalaciones de régimen especial se define, para cada hora, como *“la media de los precios de cada producto CESUR, ponderados por las cantidades de cada producto CESUR solicitadas y no adjudicadas en cada hora a todos los comercializadores de último recurso”*.
- El precio de compra a aplicar a cada CUR se calcula, para cada hora, como *“la media de los precios de cada producto CESUR, ponderados por las cantidades de cada producto CESUR solicitadas y no adjudicadas en cada hora a dicho comercializador de último recurso”*.

Esta definición de precios implica que, cuando haya más de un producto con entrega en una hora, los precios de cada uno de los productos (los cuales se definen con dos decimales) ponderados por las cantidades de cada producto CESUR solicitadas y no adjudicadas puedan ser números decimales infinitos.

Tal y como está definido el precio de compra, éste diferirá para cada CUR en aquellas horas en las que coincida la liquidación de productos de carga base y de carga punta, en la medida en que la curva de carga (tanto en energía como en perfil) es diferente entre los CUR y, por tanto, es también distinta la ponderación de la cantidad de cada producto CESUR solicitada y no adjudicada.

Teniendo en cuenta esta circunstancia, y al objeto de simplificar el procedimiento de liquidación del mecanismo regulado en la propuesta de Real Decreto, dicha liquidación debería diferenciarse por producto, carga base y carga punta, aplicándose como precio de compra el precio resultante de la subasta CESUR correspondiente, para cada uno de dichos productos.

No obstante, en tanto en cuanto este mecanismo no garantice la cobertura en todas las horas comprendidas en la definición de los productos subastados en CESUR¹³, el precio de compra a aplicar en la liquidación del mecanismo propuesto no debería coincidir con el precio CESUR, en la medida en que la definición de producto de este mecanismo diferirá de la definición de producto de las subastas CESUR.

¹³ En las subastas CESUR, el producto carga base se define como el precio cuya diferencia con el precio horario del mercado diario gestionado por OMEL, aplicado a todas las horas incluidas en el periodo considerado, será abonada o cargada al adjudicatario en la subasta. Análogamente, el producto de carga punta se define como el precio cuya diferencia con el precio horario del mercado diario gestionado por OMEL, aplicado a todas las horas comprendidas entre las 8:00 y 20:00 CET de los días comprendidos en el periodo considerado entre lunes y viernes incluidos, será abonada o cargada al adjudicatario en la subasta.

Cabe mencionar que varios agentes, a través de las alegaciones realizadas a la propuesta de Real Decreto, manifiestan la importancia de que quede claro que el producto objeto del mecanismo del Real Decreto propuesto es una cantidad de energía horaria coincidente con los productos definidos en las subastas CESUR.

La liquidación del mecanismo regulado en la propuesta de Real Decreto debería diferenciarse por producto, carga base y carga punta, aplicándose como precio de compra el precio resultante de la subasta CESUR correspondiente, para cada uno de dichos productos, siempre y cuando dicho mecanismo garantice la cobertura en todas las horas comprendidas en la definición de los productos subastados en CESUR.

6.4 Artículo 5. Facturación y liquidación de los productos

En la redacción dada al apartado 1 del artículo 5 de la propuesta de Real Decreto, relativo a la facturación y liquidación de los productos, sólo se recoge la casuística de facturación en el supuesto de que la diferencia de precios resulte positiva, tanto en el caso del comprador como en el caso del vendedor, aun cuando en la práctica podría resultar que dicha diferencia fuera negativa. Se considera necesario completar la redacción de dicho artículo con la referencia explícita a la facturación que debería realizarse en el caso de que la liquidación del producto resultase negativa, tanto en el caso del comprador como en el caso del vendedor. Esta misma opinión ha sido manifestada por varios agentes, a través de las alegaciones presentadas a la propuesta de Real Decreto.

Asimismo, debería modificarse la redacción del segundo párrafo del apartado 1, en relación a la cantidad de producto asignada y al precio de compra de los productos que debe considerarse en el caso del CUR, al objeto de que quede claro que tanto la cantidad como el precio de compra a aplicar son los que corresponden a cada uno de los agentes compradores. Esta misma consideración es de aplicación al tercer párrafo del apartado 1 respecto a la cantidad de producto asignada, ya que debe quedar explicitado que dicha cantidad es la que corresponde a cada productor.

Se realiza la siguiente propuesta de redacción para dichos apartados:

“- El comercializador abonará al responsable de la liquidación el importe que resulte de multiplicar su cantidad de producto asignada en cada hora, por este mecanismo, por la diferencia entre su precio de compra de los productos y el precio horario del mercado diario, ambos precios en €/MWh, cuando dicha diferencia sea positiva. En caso de que la diferencia de precios resultara negativa el responsable de la liquidación abonará al comercializador el importe resultante del cálculo anterior.

- El productor de la instalación del régimen especial, o su representante, abonará al responsable de la liquidación, el importe que resulte de multiplicar su cantidad de producto asignada en cada hora, por este mecanismo, por la diferencia entre el precio horario del mercado diario y el precio de venta de los productos, ambos precios en €/MWh, cuando dicha diferencia sea positiva. En caso de que la diferencia de precios resultara negativa el responsable de la liquidación abonará al productor de la instalación del régimen especial, o su representante, el importe resultante del cálculo anterior.”

Por simplificación de los procedimientos, y teniendo en cuenta que la entidad liquidadora de este mecanismo es la misma que la entidad liquidadora de las subastas CESUR (OMEL, directamente o a través de una filial), se propone que la frecuencia de liquidación, facturación, notificación y realización de los pagos y cobros sea la misma que la establecida para las subastas CESUR. Se propone modificar el primer párrafo del apartado 2 de la siguiente manera:

“La frecuencia de la liquidación, facturación, notificación y realización de los pagos y cobros será la misma que la establecida para las subastas CESUR”.

En coherencia con esta modificación, debería eliminarse el primer apartado de la disposición final cuarta. Esta propuesta ha sido, asimismo, manifestada por algún agente, a través de las alegaciones presentadas a la propuesta de Real Decreto.

Adicionalmente, se debería eliminar el primer párrafo del apartado 3 relativo a que corresponde a OMEL llevar a cabo el cálculo, la liquidación y la comunicación de la misma, puesto que más adelante se propone la ubicación del actual artículo 6, que designa a la entidad liquidadora, antes del 5.

Por otro lado, en el tercer párrafo del apartado 3 se establece que las obligaciones de pago de las instalaciones de régimen especial, que se generen en la liquidación de los productos objeto de este Real Decreto, serán satisfechas por los derechos de cobro que dichas instalaciones obtengan por las ventas realizadas en el mercado diario. A este respecto, conviene señalar que es posible que el diferencial de precios OMIE-CESUR sea en algunas horas mayor, en valor absoluto, que el propio precio OMIE y que, por tanto, las obligaciones de pago sean superiores a los derechos de cobro para esa hora. La frecuencia de la facturación, notificación y realización de los pagos y los cobros es relevante en este sentido, ya que cuanto mayor sea la frecuencia, mayor será la probabilidad de escenarios de precios OMIE bajos que den lugar a la situación descrita anteriormente.

En el apartado 4 se debe concretar y acotar la información que la CNE debe remitir a OMEL para la realización de la liquidación de los productos. Desde esta Comisión se considera que dicha información debe ser el volumen máximo objeto de compra solicitado por los comercializadores en las subastas CESUR, de acuerdo al punto 2 de la disposición adicional cuarta de la Orden ITC/1659/2009. Adicionalmente, se considera más apropiado que en el texto de la propuesta se especifique que la CNE debe remitir la energía estimada de las instalaciones acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del RD 661/07 en lugar de la relación de las mismas.

Debe tenerse en cuenta que OMEL, como entidad administradora de las subastas CESUR, dispone de la información relativa a las cantidades de las que han resultado adjudicatarios los CUR en dichas subastas, por lo que no sería necesaria la remisión de dicha información por parte de la CNE. Adicionalmente, en caso de ser diferente la información enviada por la CNE, relativa a la relación de instalaciones de régimen especial obligadas como agentes vendedores del mecanismo establecido en la propuesta de Real Decreto, de lo solicitado por el titular de la instalación con anterioridad a la casación del día correspondiente, la situación no tendría solución inmediata, por lo que se propone que dicha información no se remita a OMEL. Esta propuesta de modificación ha sido solicitada por un agente en sus alegaciones a la propuesta de Real Decreto.

Se señala que en el último inciso del apartado 4 del artículo 5 de la propuesta de Real Decreto se determina que la información deberá ser facilitada al menos tres días hábiles antes de la publicación de la liquidación. Pues bien, la referencia del Real Decreto a la “publicación” de la liquidación, difiere de la previsión procedimental fijada en el apartado 2 del mismo artículo 5, donde se prevé la notificación como medio de conocimiento del acto por parte de los interesados.

Asimismo, se considera más adecuado que el envío de la información a OMEL se anticipe al día hábil posterior a la celebración de las subastas CESUR, en lugar de los tres días hábiles antes de la liquidación que se establecen en la propuesta de Real Decreto.

Por último, se propone completar el apartado 6 con referencia explícita a que OMEL deberá facilitar a la CNE toda aquella información, en el formato y en los plazos que ésta estime convenientes, para el desarrollo de la función de liquidación de la prima equivalente en los

términos que se establecen en dicho apartado. Igualmente, OMEL deberá remitir al OS la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones.

Se considera necesario completar la redacción del apartado 1 al objeto de que se recoja no sólo la casuística de facturación que se produciría en el supuesto de que la liquidación resultara positiva, tanto para el caso del comprador como para el caso del productor, sino también en el supuesto de que la misma fuera negativa.

Por simplificación de procedimientos, se propone que la frecuencia de liquidación, facturación, notificación y realización de cobros y pagos coincida con la establecida para las subastas CESUR.

Se propone eliminar el primer párrafo del punto 3, así como concretar y acotar la información que la CNE debe remitir a OMEL, para la realización de las liquidaciones, y anticipar el plazo previsto para su envío al día posterior al de la celebración de las subastas CESUR.

Por último, se propone completar el apartado 6 haciendo referencia a la obligación de OMEL de facilitar a la CNE la información que ésta considere oportuna, en el formato y en los plazos que establezca, para el desempeño de la función de liquidación de la prima equivalente de las instalaciones de régimen especial a las que hace referencia la propuesta de Real Decreto. Igualmente, OMEL deberá remitir al OS la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones.

6.5 Artículo 6. Entidad responsable del cálculo y la liquidación

Se señala que OMEL no dispone de designación por la CNMV como Entidad de Contrapartida Central por lo que no ofrece las mismas garantías que dichas entidades.

En todo caso, se propone ubicar el artículo 6 antes que el actual artículo 5 de la propuesta de Real Decreto, al objeto de que la identificación de la entidad responsable de la liquidación, de la facturación y de la gestión de los cobros y pagos se efectuó antes que el artículo en el que se concretan dichas funciones (artículo 5), ya que en el mismo se hace mención a dicha entidad, no de manera genérica sino con identificación de la misma.

Se propone cambiar el orden entre los artículos 6 y 5 de la propuesta de Real Decreto, de forma que el actual artículo 6 sea el artículo 5.

6.6 Artículo 7. Fianzas y garantías

Cabría unificar los párrafos 3 y 4 del artículo 7 en un único párrafo, ya que en ambos casos se está tratando el posible incumplimiento de los compromisos por parte del comprador. Se realiza la siguiente propuesta de redacción:

“En caso de incumplimiento de los compromisos por parte del comprador, las fianzas y garantías serán aplicadas para cubrir las obligaciones de pago pendientes y las que pudieran producirse hasta el final del periodo de liquidación, manteniéndose la adquisición de productos regulada en este real decreto siempre que dichas obligaciones de pago estén cubiertas por las garantías”.

Se propone la unificación de los párrafos 3 y 4 del artículo 7, en la medida en que ambos tratan del caso de incumplimiento de los compromisos por parte del comprador.

6.7 Artículo 8. Comprobación e información

En caso de no implementarse la propuesta comentada en el epígrafe 5 de este informe, se propone modificar la redacción del segundo párrafo del artículo 8 de la siguiente manera:

“La Comisión Nacional de Energía podrá solicitar al Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español, a los comercializadores de último recurso y a los titulares de las instalaciones de régimen especial a quienes es de aplicación este real decreto, o a sus representantes, toda aquella información que sea necesaria para el ejercicio de las funciones que se le encomiendan, con el formato y en los plazos que estime convenientes.”

De esta forma se homogeneizaría su redacción con la recogida en otras normativas en las que, asimismo, se hace mención a la información que puede ser solicitada por la CNE para el ejercicio de sus funciones.

Se propone modificar la redacción del segundo párrafo del artículo 8 para homogeneizarla con la utilizada en otras normativas al regular la información que puede ser solicitada por la CNE para el ejercicio de sus funciones.

6.8 Disposición transitoria única. Aplicación transitoria

La Disposición Transitoria Única que se prevé en la propuesta de Real Decreto no tiene carácter transitorio sino que realmente fija una obligación puntual de remisión de información por parte de la CNE.

Al objeto de evitar que se produzca una situación de inseguridad jurídica para los CUR, derivada de la posibilidad de que el Real Decreto, objeto de este informe, pueda entrar en vigor dentro del periodo de liquidación de los productos de una subasta CESUR ya celebrada, se considera necesario, por un lado, eliminar la disposición transitoria única de la propuesta de Real Decreto y, por otro lado, modificar la disposición final quinta, tal y como se recoge en el apartado 6.10 del presente informe.

Al objeto de evitar una situación de inseguridad jurídica para los CUR, se considera necesario eliminar la disposición transitoria única y modificar la disposición final quinta de la propuesta de Real Decreto.

6.9 Disposición final primera. Modificación del reglamento por el que se regulan las obligaciones de facturación y se modifica el Reglamento del Impuesto sobre el Valor Añadido, aprobado por el Real Decreto 1496/2003, de 28 de noviembre

En esta disposición se establece que OMEL Mercados Agencia de Valores, S.A., podrá expedir facturas en nombre y por cuenta de los agentes que participen en determinados mecanismos, entre los que se incluyen las subastas de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal.

En este sentido, esta Comisión insiste en la necesidad de que las subastas de la interconexión se realicen de forma coordinada con Portugal, teniendo en cuenta que los desarrollos normativos en el ámbito del MIBEL deben realizarse de manera coordinada entre las Autoridades de España y Portugal, conforme a lo establecido en el Reglamento (CE) nº 714/2009, de 13 de julio de 2009¹⁴,

¹⁴ Esta consideración fue, asimismo, recogida por la CNE en su Informe 11/2009 sobre la propuesta de Orden Ministerial por la que se actualiza el anexo III de la Orden ITC/4112/2005 y en los respectivos

en cuyo anexo I¹⁵ se establecen las directrices sobre la gestión de la congestión y asignación de la capacidad de transmisión disponible en las interconexiones entre redes nacionales. Cabe destacar que el Consejo de Reguladores del MIBEL ha elaborado una propuesta coordinada de mecanismo conjunto de gestión a plazo de la interconexión España-Portugal, que será remitida a los respectivos Gobiernos, teniendo en consideración la situación actual y el funcionamiento de los mercados MIBEL.

Por tanto, en tanto no se implemente de forma armonizada una gestión a plazo de la interconexión España-Portugal, no deberían desarrollarse nuevas subastas reguladas por 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, en la redacción dada por la Orden ITC/1549/2009, de 10 de junio, por la que se actualiza el anexo III de la anterior.

En esta línea, la evolución experimentada por la valoración del diferencial de precios al contado entre Portugal y España, que es objeto de subasta según el mecanismo regulado por la citada Orden, está siendo exigua en los últimos meses¹⁶, lo que podría indicar que estas subastas podrían carecer de valor para los agentes potencialmente interesados en eliminar o mitigar el riesgo de precios al que estaría sometido un comercializador de uno de los nodos de la interconexión que deseara vender energía a un cliente final situado en el otro nodo.

Por todo lo anterior, se considera necesario eliminar de la citada disposición toda alusión a las subastas de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal.

Asimismo, cabe indicar que la redacción del articulado de la propuesta de RD recoge el carácter potestativo de la expedición de facturas por OMEL, mientras que en el Real Decreto 1496/2003 se recoge el carácter imperativo de la expedición de facturas..

Por último, debe explicitarse que cada vez que se alude en esta disposición a los titulares o representantes de instalaciones de régimen especial, se refiere a las acogidas a la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

En relación con la disposición final primera, se considera necesario: (i) eliminar toda alusión a las subastas de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal reguladas por la Orden ITC/1549/2009, de 10 de junio, (ii) señalar que el régimen especial es el acogido a la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

6.10 Disposición final quinta. Entrada en vigor

La Disposición Final Quinta de la propuesta de Real Decreto establece que éste entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el BOE y que será de aplicación a partir del primer día del

informes de mejoras a la primera y segunda subastas de contratos de diferencias de precios entre el Sistema Eléctrico Español y Portugués remitidos por esta Comisión a la Secretaría de Estado de Energía.

¹⁵ Si bien el Reglamento (CE) nº 714/2009, de 13 de julio de 2009, relativo a las condiciones de acceso a la red para el comercio transfronterizo de electricidad, entró en vigor a los veinte días de su publicación en el Diario Oficial de la Unión Europea (14 de agosto de 2009), no será aplicable hasta el 3 de marzo de 2011, fecha en la que se deroga el Reglamento (CE) nº 1228/2003. No obstante, cabe mencionar que el apartado 3.1 del Anexo I del Reglamento (CE) nº 714/2009 coincide, en su redacción, con el apartado 3.1 del Anexo de la Decisión de la Comisión, de 9 de noviembre de 2009, por la que se corrige el Anexo del Reglamento (CE) nº 1228/2003.

¹⁶ La media del diferencial de precios mensual Portugal-España ha sido de -0,25 €/MWh en el primer semestre de 2010.

mes siguiente al de su entrada en vigor. Al respecto, debe indicarse que en nuestro ordenamiento jurídico, la entrada en vigor de una norma constituye, *per se*, la aplicación de la misma. Por tanto, dado que en la propuesta de Real Decreto se difiere la aplicación de dicha norma en su totalidad a un momento posterior al de “entrada en vigor”, si así se considera, ésta deberá fijarse en la fecha en la que se pretenda la efectiva y completa aplicación de la norma afectada, sin perjuicio de los periodos transitorios que se pretendan fijar.

En consecuencia, tal y como se ha mencionado en el apartado 6.8 del presente informe, al objeto de evitar una situación de inseguridad jurídica para los CUR, se considera necesario modificar la disposición final quinta de la propuesta de Real Decreto, de forma que la entrada en vigor de dicha norma no coincida con el periodo de liquidación de los productos de una subasta CESUR ya celebrada. Se realiza la siguiente propuesta de redacción:

“El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado y será de aplicación a partir de la primera subasta CESUR que se celebre tras la fecha de su entrada en vigor”.

Esta propuesta de modificación ha sido, asimismo, solicitada por varios agentes, a través de las alegaciones presentadas a la propuesta de Real Decreto.

Se propone modificar la disposición final quinta de la propuesta de Real Decreto, de forma que la aplicación del mismo se produzca a partir de la primera subasta CESUR que se celebre tras su entrada en vigor.

7 FE DE ERRATAS

En el quinto párrafo de la exposición de motivos, donde dice “*artículo 3*”, debe decir “*artículo 7.3*”.

En el artículo 3.1, donde dice “*punto 2*” debe decir “*apartado 2*”, y en ese mismo párrafo, eliminar “*que*” del siguiente extracto “*(...) las cantidades que de las que hayan resultado adjudicatarios (...)*”.

En el artículo 5.4, eliminar “*la*” de “*Comisión Nacional de la Energía*”.

En el artículo 6 aparece duplicada la frase “*de acuerdo con lo establecido en el artículo 33.2.k) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*”.

8 OTRAS CONSIDERACIONES

8.1 Modificación del Real Decreto 485/2009

De acuerdo con la información disponible en esta Comisión, algunas CUR han optado por suministrar a sus consumidores sin derecho a TUR a precio libre. En este sentido el Real Decreto 485/2009 dispone que los CUR suministrarán transitoriamente a los consumidores sin derecho a TUR, mediante una tarifa con recargo, hasta el 31 de diciembre de 2010, si bien no impide el suministro a precio libre, exigiendo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 3. únicamente separación contable por el suministro de energía de sus clientes a tarifa.

En relación con lo anterior, al transponer el Derecho comunitario, la Ley del Sector Eléctrico liberalizó la actividad de comercialización, estableciendo numerosas cautelas en relación con el ejercicio de la actividad de suministro de último recurso y su retribución. En concreto, este suministro se define a favor de ciertos consumidores, a un precio fijado legalmente, y a través de

unos comercializadores determinados por el Gobierno. Por todo ello, esta Comisión considera que el suministro a través de CUR a un precio libre no encaja en el diseño realizado de la liberalización.

Adicionalmente, la asignación a los CUR de clientes que no sean de último recurso en condiciones similares a las que ofrecería un comercializador libre, desvirtúa la distinción entre unas y otras suministradoras y pudiera aportar confusión al consumidor en cuanto a la situación de su suministro.

Por otra parte, con fecha 9 de julio de 2010 fue remitido al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio un Procedimiento Marco de contratación telefónica, electrónica y telemática, dando así cumplimiento al artículo 3.3. del Real Decreto 104/2010, que establece un mandato para la elaboración, por parte de OCSUM, en colaboración con la CNE, de un procedimiento de contratación en el cambio de suministrador. El citado Procedimiento Marco incluía los procedimientos tanto para el suministro de gas como de electricidad con el fin de promover la homogeneización y la simplicidad de las actuaciones en los procesos de cambio de suministrador de ambos sectores. No obstante, el Real Decreto 104/2010 únicamente se refería a la contratación de suministro de gas, por lo que se debería incluir una referencia similar para el sector eléctrico.

Por todo ello, se propone incluir una Disposición final en la publicación del Real Decreto que se informa por la que se modifique el Real Decreto 485/2009 con objeto, por una parte, de eliminar la posibilidad del CUR de suministrar a precio libre y, por otra, habilitar al Director General de Política Energética y Minas para establecer el procedimiento de contratación telefónica: Asimismo, se propone que el modelo de contrato de acceso y los procedimientos de cambio de suministrador, sean aprobados por el DGPEyM, a propuesta de la CNE.

“Disposición final xxx. Modificación 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.

Se modifica el 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, en los siguientes términos.

Uno. Se modifica el punto 4 del artículo 3 del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, que queda redactado como sigue:

4. Los comercializadores de último recurso únicamente podrán suministrar a los consumidores con los que tiene obligación de suministro, cobrando por su suministro el precio al que hace referencia el artículo 3.1 cuando se trata de clientes con derecho a tarifa de último recurso y el precio al que hace referencia el artículo 3.2 de ese mismo Real Decreto en caso contrario.

Dos. Se añade un punto 4 en el artículo 6 con la redacción siguiente:

Se habilita al Director General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, para aprobar mediante resolución un procedimiento para el desarrollo de la contratación telefónica y electrónica del suministro de electricidad, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía. Asimismo se habilita al DGPEyM a que, a propuesta de la CNE, apruebe el modelo de contrato de acceso y los procedimientos de cambio de suministrador”

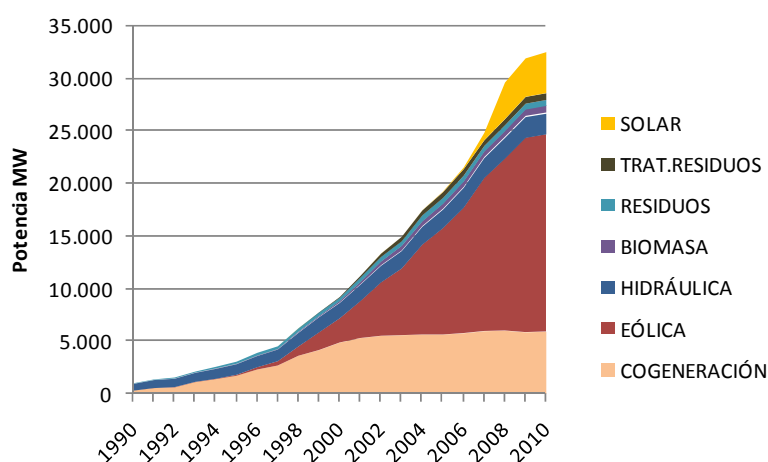
En este sentido, si bien el ámbito material de la Propuesta está perfectamente definido, y pudiera no ser la norma más adecuada para incluir la disposición anterior, se considera que el intentar dar fin a la mayor brevedad posible a la actuación de algunas empresas en este ámbito, pudiera justificar dicha inclusión en este nuevo Real Decreto.

Anexo I. Caracterización de la producción del régimen especial a tarifa

Evolución de la potencia instalada en régimen especial en España

Los hechos más relevantes de evolución general de la potencia instalada del régimen especial en España en los últimos años han sido una cierta estabilización de la cogeneración, un crecimiento significativo de la eólica, y un crecimiento importante de la fotovoltaica localizado fundamentalmente en 2008. En cuanto a las instalaciones solares termoléctricas, si bien está prevista la incorporación de más de 2.300 MW en los próximos años, en la actualidad, su representación es reducida. Adicionalmente, se encuentran otras tecnologías como la energía hidráulica en régimen especial, las instalaciones de biomasa, las instalaciones de producción con residuos, y las instalaciones que utilizan gas natural para el tratamiento de residuos, cuyo crecimiento ha sido reducido en los últimos años.

Gráfico 1. Evolución anual de la potencia instalada del régimen especial en España

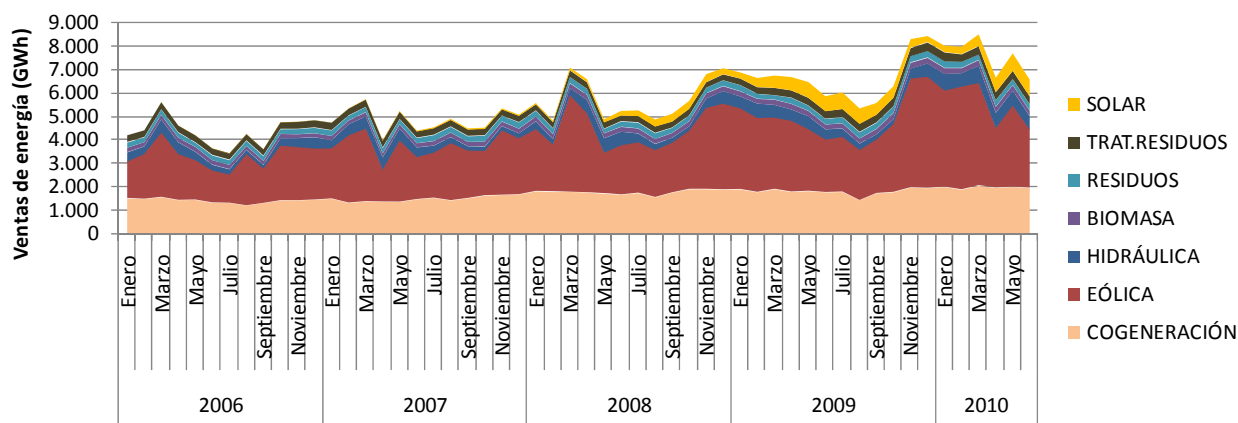


Fuente: CNE-SICILIA

Evolución de las ventas de energía del régimen especial en España

Analizando lo ocurrido con la producción del régimen especial en los últimos cinco años, se aprecia, que la producción de la cogeneración ha experimentado un incremento progresivo desde la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, al primarse la totalidad de la energía cedida a la red, a diferencia de otras regulaciones anteriores. La producción de la energía eólica ha presentado una evolución creciente en términos anuales, aunque con variaciones mensuales de acuerdo con las condiciones meteorológicas de cada estación. La producción solar fotovoltaica ha presentado un fuerte crecimiento en 2009 como consecuencia de la fuerte implantación habida en 2008. El resto de las tecnologías han mantenido una producción bastante estable.

Gráfico 2. Evolución mensual de la producción del régimen especial en España.



Fuente: CNE-SICILIA

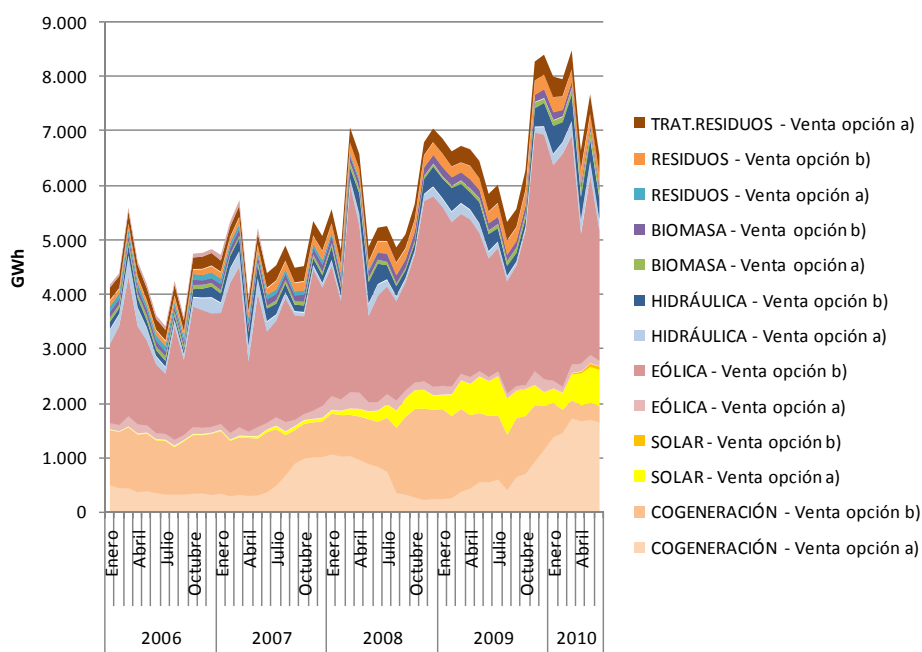
Evolución de las instalaciones que han optado por la opción a) y b) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007

De acuerdo con el artículo 24 del Real Decreto 661/2007, las instalaciones del régimen especial pueden elegir por ceder la electricidad al sistema percibiendo por ella una tarifa regulada única para todos los periodos de programación (opción a)), o por vender la electricidad en el mercado de producción, percibiendo por ello el precio que resulte en el mercado o el precio libremente negociado (opción b)) más una prima. Los titulares de instalaciones pueden elegir, por periodos no inferiores a un año, la opción de venta de su energía que más les convenga.

En general, la conveniencia de la opción a) o b) depende del diferencial existente entre el precio del mercado de producción y el precio del mercado previsto cuando se elaboró el Real Decreto 661/2007, que se fijó en 55,7 €/MWh. En el caso particular de la fotovoltaica, no existe la opción de venta b) por lo que este tipo de tecnología vende en cualquier caso a través de la opción a). En el caso particular de la eólica, 14.000 MW de los 19.000 MW instalados están acogidos a la Disposición transitoria primera del Real Decreto 661/2007 y han elegido mantenerse mayoritariamente en la opción b) de dicho Real Decreto hasta el 31 de diciembre de 2012. En cuanto a los 5.000 MW restantes, las condiciones económicas fijadas en relación al límite inferior y la prima en el mencionado Real Decreto, hacen más ventajoso el escenario de la opción b) que el a) si el precio del mercado es superior a un nivel de 44-46 €/MWh.

Tal y como puede observarse en el gráfico siguiente, las tecnologías que se encuentran en la actualidad acogidas a la opción a) son el 80% de la cogeneración, el 100% de la energía fotovoltaica, un 4% de la energía eólica, fundamentalmente la correspondiente al periodo de pruebas de los parques, un 33% de la energía hidráulica, un 53% de la biomasa y el 100% de las instalaciones de tratamiento y reducción de residuos.

Gráfico 3. Evolución mensual de la producción del régimen especial peninsular en función de la opción de venta elegida y de la tecnología

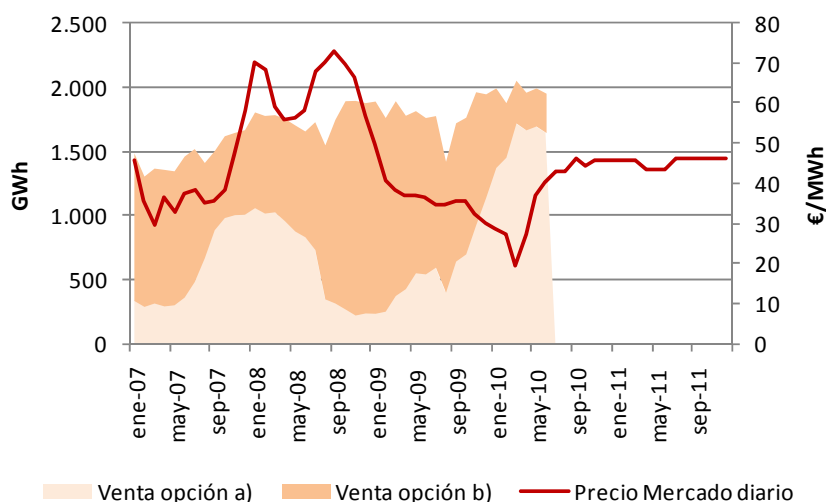


Fuente: CNE-SICILIA

A la vista de lo anterior, la opción a) reúne fundamentalmente a las instalaciones fotovoltaicas, a las de tratamiento y reducción de residuos y a las instalaciones de cogeneración en función del precio del mercado. Las instalaciones de cogeneración pasaron mayoritariamente a la opción a)

con la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007 en junio de 2007. En verano de 2008, pasados 12 meses en la opción a), y ante un precio del mercado en el entorno de 60 €/MWh, este tipo de instalaciones decidieron pasar mayoritariamente a la opción b), al ser esta opción la más atractiva económicamente. En verano de 2009, el mercado de producción se encontraba en niveles de los 35 €/MWh, por lo que la mayor parte de la cogeneración optó por volver de nuevo a la opción a). Desde ese momento, el paso progresivo de esa tecnología a esa opción ha sido continuo hasta la actualidad.

Gráfico 4. Evolución mensual de la producción de la cogeneración peninsular y el precio del mercado diario real y precios futuros del mercado diario



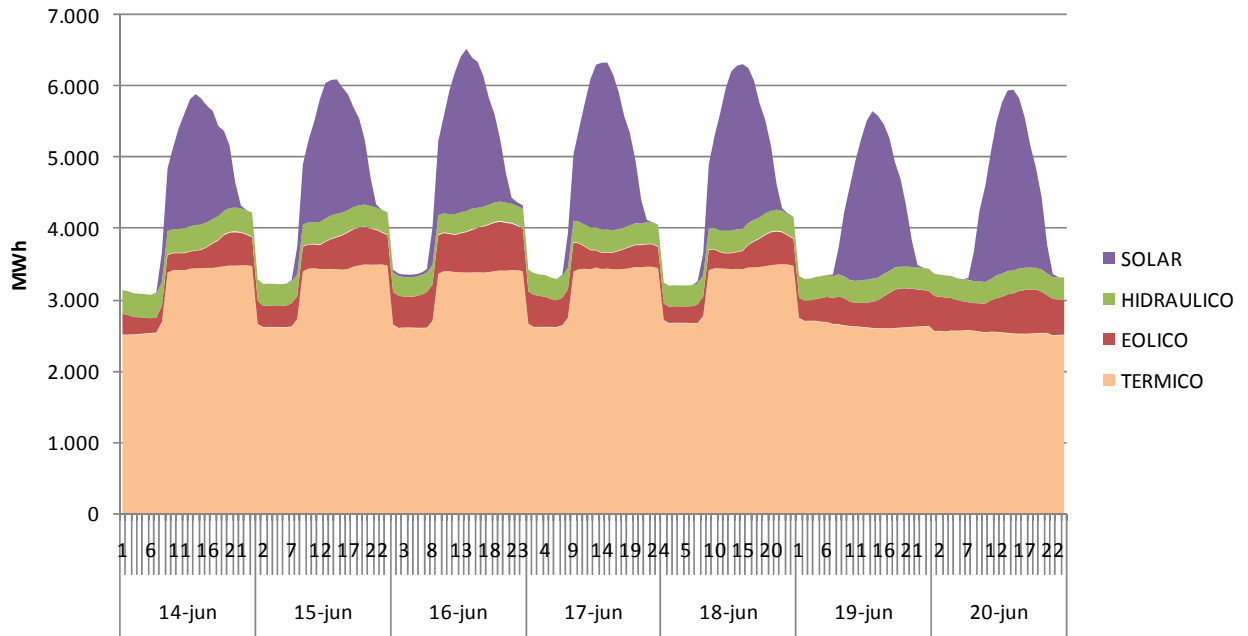
Fuente: CNE-SICILIA

Caracterización horaria de la energía vertida a través de la opción a) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007

Ya que la producción térmica en régimen especial está ligada a la actividad de la industria asociada, la energía vendida a través de la opción a) presenta una modulación diaria, semanal y anual, siendo menor la producción en los valles, en los fines de semana, en los festivos y en agosto. No obstante, en la actualidad se detecta la existencia de unos 2.000-2.600 MW en base con producción continua durante todas las horas de la semana. La cogeneración alcanza una punta en la actualidad de unos 3.400 MW entre las 9 y las 24h. Por su parte, la producción fotovoltaica alcanza la punta en el entorno de las 13-14:00 h alcanzando unos 2.000-2.200 MW en verano y unos 1.000-2.200 en invierno, siendo su producción nula en los valles. La producción eólica y la hidráulica acogidas a la opción a) se mantiene bastante estable a lo largo de todas las horas y durante todo el año.

El gráfico siguiente muestra la producción horaria de la energía vendida del régimen especial a través de la opción a) durante una semana de junio de 2010, donde la producción de estas instalaciones suele ser la menor del año, variando entre 3.000 MW en los valles y fines de semana y alrededor de 6.000 de punta máxima a las 14:00h, coincidiendo con la mayor producción fotovoltaica. Estos niveles se reducirían a unos 1.000 MW en los valles y a unos 3.500 MW en las puntas si la cogeneración en la opción a) se situara en los niveles de 2008 y se mantuviera la misma potencia instalada de este tipo de instalaciones.

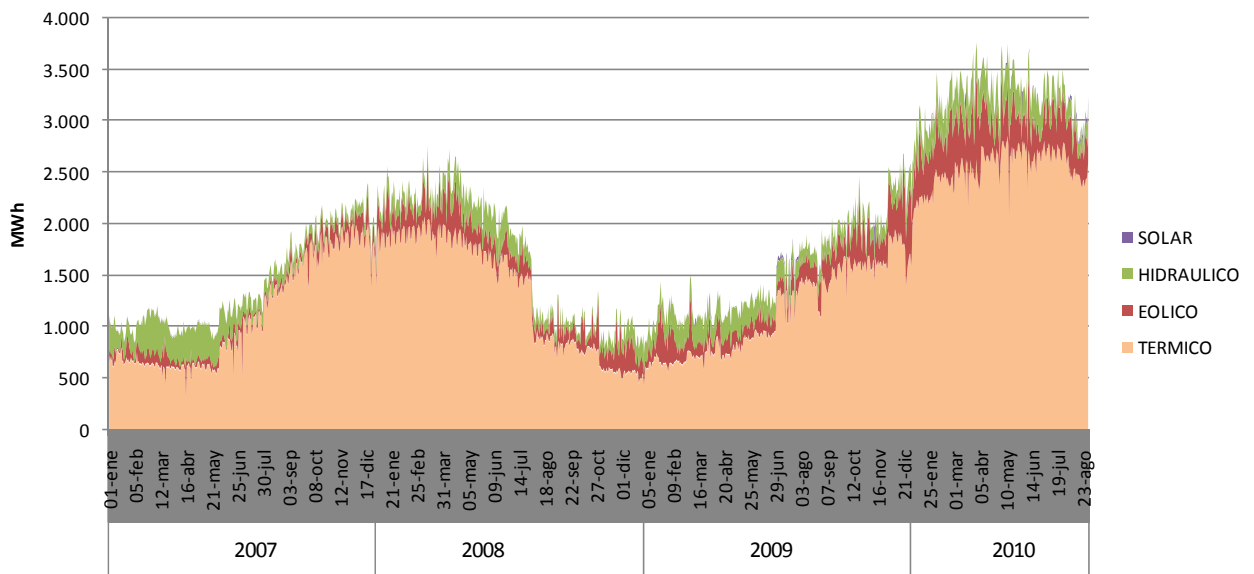
Gráfico 5. Producción horaria de las instalaciones del régimen especial acogidas a la opción a) en una semana de junio 2010



Fuente: CNE-SGIME

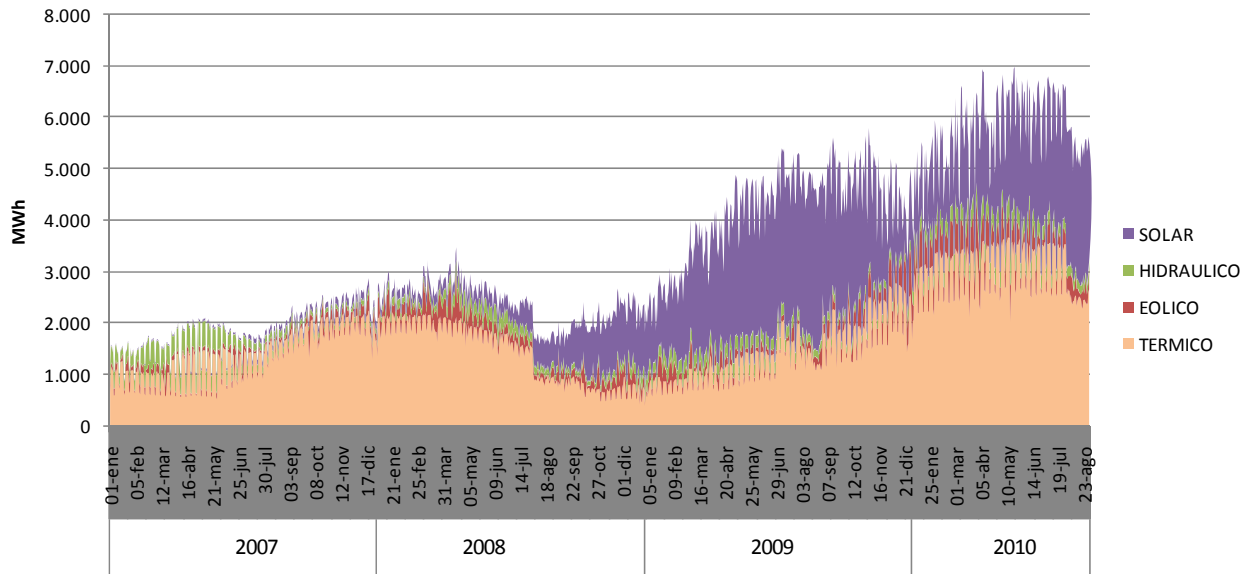
Nota: La información remitida a través del OS en relación con el régimen especial térmico incluye la producción con cogeneración, la producida con biomasa, con residuos y las que utilizan gas natural para el tratamiento de residuos sólidos y urbanos.

Gráfico 6. Producción en la hora 4 de las instalaciones del régimen especial acogidas a la opción a)



Fuente: CNE-SGIME

Gráfico 7. Producción en la hora 14 de las instalaciones del régimen especial acogidas a la opción a)



Fuente: CNE-SGIME

Anexo II. Alegaciones de los Miembros del Consejo Consultivo de Electricidad