

**NUEVAS OBSERVACIONES DE GREENPEACE A LA
PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE
ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN
Y SISTEMATIZACIÓN DEL RÉGIMEN JURÍDICO Y
ECONÓMICO DE LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA EN RÉGIMEN ESPECIAL**

9 de enero de 2004

Estas observaciones quieren complementar las realizadas con fecha 5 de enero de 2004, en este caso para referirnos a aspectos relacionados con el acceso al mercado de las tecnologías del régimen especial, para evitar cualquier tipo de discriminación.

El objetivo de estas observaciones es lograr que no exista discriminación entre las instalaciones que elijan la opción de tarifa regulada y las que opten por acudir al mercado. Con la actual redacción, el efecto esperable es que no haya instalaciones del régimen especial en el mercado, con lo que estas tecnologías conformarían una especie de “guetto” que sería visto como un obstáculo por el conjunto del sistema, en vez de conseguirse el deseable efecto de integrar estas instalaciones para que su papel sea cada vez mayor y con la mayor eficiencia.

Si los titulares de las instalaciones optaran por percibir su retribución mediante el sistema de tarifas reguladas, que se indician con la tarifa media regulada, la estabilidad de su retribución estará afectada por la incertidumbre regulatoria que recae sobre esta tarifa media.

Si los titulares de instalaciones optaran por una percepción conforme a mercado, las incertidumbres regulatorias afectarían sólo a las primas e incentivos referenciados a la tarifa media. El resto de la percepción quedaría sujeta, exclusivamente, a la incertidumbre de los precios del mercado.

Para que los titulares de instalaciones puedan elegir entre estas dos opciones con criterios de eficiencia, es preciso que las instalaciones que decidan vender sus excedentes en el mercado lo hagan exclusivamente por su percepción de las ventajas de cambiar la incertidumbre regulatoria por el mayor riesgo de precios que asumen. La discriminación económica, la aparición de ventajas oligopolísticas o la duplicación injustificada de costes cuando se elige una opción frente a la otra, pueden convertir la opción básica del Real Decreto en una opción formal carente de eficacia real, sin

efectos en la eficiencia económica, la liberalización del sistema eléctrico o su adaptación a las preferencias de los consumidores.

La actual redacción es mejorable en algunos aspectos que, de no modificarse, pueden provocar una falta de neutralidad entre las opciones que contempla el RD.

COSTES DE SERVICIOS DE REGULACIÓN (MERCADOS DE BANDA SECUNDARIA)

Según el Proyecto de RD, las instalaciones que decidan volcar sus excedentes mediante el sistema de tarifas reguladas, percibirán, con carácter íntegro, el importe de la energía volcada. La tarifa regulada que abonará el distribuidor toma como referencia un precio medio que incluye todo el conjunto de costes y servicios que están incorporados en el precio final horario del mercado percibido por los generadores. Además percibirán aquellos conceptos, como los desvíos o el complemento por reactiva que aparecen expresamente mencionados en el Proyecto de RD. Por el contrario, los titulares de instalaciones que opten por vender su energía al mercado percibirán este precio desagregado en sus distintos componentes y en las mismas condiciones en que se retribuye a cualquier generador del Régimen Ordinario no incluido en zona de regulación.

El Proyecto de RD contiene una mención específica para el complemento de reactiva, el coste de los desvíos, los sobrecostes por restricciones y el pago por garantía de potencia, pero ignora el coste de la banda de potencia de secundaria. El coste de banda de potencia en el mercado de secundaria, puede suponer entre un euro y euro y medio por MWh volcado a la red, para aquellas unidades de adquisición o venta que tienen la obligación de pago. Según las vigentes Reglas del Mercado su importe se ha de descontar del pago por energía a las instalaciones que opten por vender sus excedentes al mercado, salvo que se incorporen a alguna de las zonas de regulación actualmente existentes (las seis de los operadores principales).

En consecuencia, las instalaciones reguladas por el proyecto de RD que elijan vender sus excedentes en el mercado, quedarán equiparadas a las instalaciones de Régimen Ordinario no incorporadas a zonas de regulación (actualmente prácticamente ninguna), pero quedarán discriminadas respecto a las de Régimen Especial que opten por percibir su retribución mediante tarifa o a las de Régimen Ordinario que, no regulando, están incluidas en zonas de regulación.

Los cálculos de la memoria económica, y en particular los incluidos en el anexo III, toman como referencia un precio medio que no descuenta (sino

que incluye como retribución de los generadores) el coste de la banda de secundaria. Si no se excluye del pago de coste de banda disponible y de energía secundaria utilizada a las instalaciones que, según el Proyecto de RD, opten por acudir al mercado, los cálculos comparativos y los análisis de coherencia y compatibilidad de los anexos resultan erróneos y sesgados en contra de estas instalaciones.

Artículo 22.2: Se propone añadir un nuevo párrafo: **“Igualmente, los costes y sobrecostes asociados a las ventas de producción o excedentes de energía eléctrica al mercado, en el caso de aquellos titulares que elijan la opción 1 b) anterior, no supondrán un trato económico discriminatorio respecto a quienes elijan la opción 1 a).”**

Además, se propone añadir una Disposición adicional sexta: **Se añade un nuevo párrafo al Artículo 14.3 del Real Decreto 2019/1978: “El coste por la retribución de los servicios complementarios se repartirá entre todos los adquirentes de energía en proporción a la energía demandada en cada hora por cada agente comprador.”**

EVITAR LA DISCRIMINACIÓN DE LA EÓLICA EN EL COBRO DE LA GARANTIA DE POTENCIA

La legislación vigente reconoce una garantía de potencia de 9,015 €/MWh (mientras que el Régimen Ordinario cobra unos 4.0 €/MWh).

Asimismo, la legislación vigente permite una liquidación en función de toda la energía vertida igual como se liquida la energía importada de Francia mediante el contrato de importación entre REE y EDF (mientras que el R.O. cobra según la disponibilidad media mensual).

El proyecto de RD plantea que el Régimen Especial cobre la garantía de potencia en las mismas condiciones que el Régimen Ordinario, esto implica que se cambia radicalmente (a peor) lo que ya se había ganado y avanzado con el desarrollo del RD-Ley 6/2000 a través del RD841/2002.

Por otro lado, la retribución por garantía de potencia discrimina tecnologías de producción del régimen especial a la hora de vender su energía al mercado. Tanto la generación minihidráulica como la solar ven afectada su disponibilidad de funcionamiento por las condiciones meteorológicas y atmosféricas. Las instalaciones de generación minihidráulica, teniendo poca o ninguna capacidad de embalsar agua, dependen del régimen de lluvias para mantener potencia disponible para el sistema. Las instalaciones de generación solar, ya sea fotovoltaica o solar térmica, dependen de las horas de sol para tener su potencia a disposición del sistema. De la misma manera las instalaciones de generación eólica dependen de las horas en

las que haya viento para tener su potencia disponible. Sin embargo la propuesta de Real Decreto discrimina este último tipo de instalaciones a la hora del cobro de la garantía de potencia (disposición adicional primera de la propuesta), no otorgándole ningún derecho de cobro por ese concepto. A la eólica no se le quiere pagar nada en concepto de garantía de potencia (disponibilidad nula), cuando las reglas actuales del R.O. reconocen una disponibilidad media y no una disponibilidad instantánea en tiempo real.

Esto atenta contra el principio general que subyace en la Ley del Sector Eléctrico (Ley 54/97) que reconoció que **TODOS LOS PRODUCTORES CONTRIBUYEN A LA FIABILIDAD DEL SISTEMA EN LA MISMA PROPORCIÓN y DE FORMA SOLIDARIA** se paga la garantía de potencia según la disponibilidad media de todos ellos, excepto al contrato bilateral de largo plazo entre Francia y España que gestiona REE (en este caso la garantía de potencia se paga en función de toda la energía importada igual que el régimen especial cobra según toda la energía vertida).

Para evitar discriminaciones por tecnologías se propone otorgar el mismo trato a las instalaciones de generación eólicas que el que reciben las instalaciones hidráulicas del régimen ordinario para el cobro de la garantía de potencia, haciendo depender la potencia equivalente utilizada en el cálculo de la producción media de los últimos cinco años naturales para cada hora de cómputo.

Disposición adicional primera. Garantía de potencia

Se propone sustituir el tercer párrafo por: **“En lo que respecta a instalaciones eólicas, tanto las incluidas en el grupo b.2 del artículo 2 como las afectadas por el artículo 41, el coeficiente de disponibilidad y la potencia equivalente aplicados a este grupo serán los mismos que los utilizados en los criterios de cobro por garantía de potencia asignados a los grupos hidráulicos de producción, según la Orden de 17 de diciembre de 1998 por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.”**

EVITAR LA DISCRIMINACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE MAS DE 50 MW

El artículo 41 del Proyecto de RD, referido a las instalaciones de más de 50 MW, no contiene una redacción suficientemente clara del derecho a percibir la prima por instalación según la tecnología utilizada y, además, el incentivo de mercado cuando se cumplan los requisitos del anexo I. La actual

redacción podría suponer una discriminación económica importante respecto a la situación actual de estas instalaciones.

En efecto, el Real Decreto-Ley 6/2000 estableció el derecho a percibir una garantía de potencia de 9.015 €/MWh a todas las instalaciones del régimen especial que vendieran sus excedentes al mercado. Asimismo, el RD 841/2002, que desarrolla el RD-Ley 6/2000, establece que dicha cantidad se retribuya según la energía neta finalmente vertida a la red. Por otro lado, el RD841/2002 estableció un incentivo adicional según la potencia instalada, la prima proveniente del RD 2818/98 y la variación de la tarifa de gas. El proyecto de RD elimina estos conceptos e introduce una reducción en los ingresos esperados para este tipo de instalaciones, especialmente por garantía de potencia. Reduce no sólo la cuantía unitaria sino también la base de cálculo (considerando la potencia media disponible en lugar de la energía vertida a la red).

Artículo 41.1. Añadir al final del tercer párrafo: **“Asimismo, podrá determinar el derecho a la percepción de una cantidad adicional en concepto de incentivo equivalente al 20 por ciento de la tarifa eléctrica media o de referencia durante los primeros diez años desde su puesta en marcha y 10 por ciento a partir de entonces.”**

Artículo 41.2. Sustituir el segundo párrafo por: **“Siempre que cumplan los requisitos que se determinan en el anexo I, tendrán derecho a percibir un incentivo equivalente al 20 por ciento de la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, durante los primeros quince años desde su puesta en marcha.”**

SOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

En cuanto a la solución de restricciones técnicas el proyecto de RD presenta un tratamiento discriminado para las instalaciones que accedan al mercado frente a las que se mantengan a tarifa regulada.

La mayoría de instalaciones del régimen especial se encuentran conectadas en las redes de distribución. A tarifa regulada, sus excedentes se vierten a la red sin riesgo de desvíos por resolución de restricciones técnicas.

Sin embargo, dadas las carencias regulatorias para los gestores de las redes de distribución (aún no se ha establecido el correspondiente reglamento), si un productor del régimen especial accede al mercado queda sometido al proceso de resolución de restricciones técnicas aplicable en redes de transporte (y por tanto puede ser excluido), lo cual le supone un

sobrecoste por desvío, ya que no es capaz de reprogramar su producción real (siempre termina produciendo el programa casado). Dicho sobrecoste no se reconoce en este proyecto de RD. A tarifa regulada no existe este sobrecoste.

A mercado, en caso de que dos ofertas tengan el mismo precio, éstas se ordenan por orden decreciente de fecha, hora, minuto y segundo de inserción en el sistema de información del operador del mercado (las ofertas que se hayan insertado antes, serán retiradas con posterioridad a las que se hayan insertado mas tarde). En el caso de que la mencionada fecha, hora, minuto y segundo también coincida en ambas ofertas, éstas serán retiradas en orden inverso de cantidad de energía en el tramo (los tramos que incorporen mayor cantidad de energía serán retirados antes que los que incorporen una menor cantidad). En caso de que la cantidad de energía también coincida se retirarán por orden alfabético o numérico en su caso, decreciente.

Por sus características de localización, tecnología y rigidez e incertidumbre operativa, y para no discriminar el acceso al mercado frente a la Tarifa regulada, se propone que los productores del régimen especial sean los últimos recursos de generación a ser excluidos del proceso de casación diaria o intradiaria cuando se producen restricciones en el sistema eléctrico. Es decir, estas instalaciones deben de ser las últimas en la lista de mérito del Operador del Sistema, del Operador de Mercado y del distribuidor al cual vuelca directamente su excedente.

Artículo 30. Añadir un nuevo párrafo en el apartado 1: **“Las unidades de oferta de energía de las instalaciones del régimen especial que opten por vender la electricidad en el mercado, según el artículo 22.1.b), serán las últimas unidades de oferta en ser retiradas de la casación del mercado diario o del correspondiente mercado intradiario, como consecuencia del proceso de resolución de restricciones técnicas.”**

PRIMAS PARA AUTO-PRODUCTORES DEL MARCO LEGAL Y ESTABLE

No es justificable que, mientras se crean unas condiciones económicas más restrictivas para las renovables porque supuestamente no hay dinero para pagarlas, se quiera dar gratuitamente más de 175 millones de euros a las grandes eléctricas en concepto de prima por unas instalaciones ya amortizadas. Esta cuestión es una muestra evidente de que la propuesta de R.D. está hecha a medida de los intereses de las grandes compañías del sector.

Por tanto, proponemos suprimir la Disposición adicional cuarta. Los recursos liberados de este modo podrían destinarse a retribuir mejor a las energías renovables que más lo necesitan, tal como hemos propuesto en nuestras observaciones de fecha 5 de enero de 2004.

LIMITAR PODER DE MERCADO DE OPERADORES PRINCIPALES

La actual estructura del mercado de producción hace conveniente que la redacción de la Propuesta de RD deba tener un cuidado especial con el posible ejercicio de poder de mercado por parte de las empresas consideradas como operadores principales. Estas empresas, si actuaran como representantes de los titulares de instalaciones que eligieran la opción de volcar los excedentes a través del mercado, conocería los planes de producción de tales instalaciones, sus probabilidades de fallo y desvío, sus necesidades de cobertura de precios en los mercados a plazo y, en general, su estrategia de mercado. Esta información constituiría una poderosa herramienta para reforzar el poder de mercado de estos operadores dominantes.

Artículo 29. Añadir tras el punto 1: **1 bis: “Los operadores principales no podrán representar en el mercado a titulares de instalaciones sobre las que no tengan una mayoría de propiedad. Los operadores principales ejercerán la representación de los titulares de las instalaciones en las que participen con mayoría de capital. Estos titulares no podrán participar en el mercado por medio de un representante distinto del operador principal que resulte su propietario mayoritario.”**

REPRESENTACIÓN DE LOS AGENTES DEL MERCADO

El artículo 28 de la Propuesta de RD reconoce la posibilidad de acudir al mercado por medio de representante y, en relación con este artículo, el artículo 29 contempla que tanto el titular como el representante deben cumplir las condiciones establecidas en el Real Decreto 2019/1997, como agentes del mercado. El Real Decreto 2019 se refiere exclusivamente a los derechos y obligaciones de los agentes del mercado y no contempla a los de sus representantes. Unos y otros deben ser distintos y no duplicar costes, por ejemplo de fianzas y garantías, puesto que las transacciones de energía garantizadas son únicas. A efectos de evitar que pueda existir una duplicación de costes, el Proyecto de RD debe hacer una mención explícita para evitar caer en duplicaciones de costes que discriminen en contra o penalicen a los agentes de mercado que opten por participar en el mercado mediante representante. La reducción actual parece que equipara a los

agentes de mercado con sus representantes e impone a ambos las obligaciones y los derechos que contempla el RD 2019. Si esta redacción persiste, el Operador del Mercado podría verse obligado a exigir varias garantías para cubrir una misma transacción de venta.

Artículo 29.1: Quitar en el primer párrafo: “o su representante”.

Añadir dos nuevos párrafos:

“Los titulares de una instalación que decidan acudir al mercado por medio de representante mantendrán los derechos y obligaciones que, como agentes del mercado, establece el Real Decreto 2019.

Las obligaciones de los representantes de los agentes de mercado se establecerán evitando duplicar innecesariamente los costes u obligaciones que impone el Real Decreto 2019 a los agentes del mercado a quienes representen.”