



MINISTERIO DE INDUSTRIA,
ENERGÍA Y TURISMO

SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA

D. Alberto Lafuente Félez
Presidente de la Comisión Nacional de
Energía (CNE)
C/Alcalá nº 47
28014 MADRID

Comisión Nacional de Energía
Entrada
Nº. 201300010467
18/07/2013 13:46:31

ASUNTO: Propuesta de Real Decreto por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción de energía eléctrica.

De acuerdo con lo establecido en las disposiciones transitorias tercera y décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en relación con la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, adjunto se remite para su informe preceptivo con carácter urgente en el plazo máximo de 15 días, propuesta de real decreto de referencia, acompañada de la memoria justificativa.

El trámite de audiencia a los interesados se realizará con carácter urgente por esa Comisión a través de los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad.

Madrid, 18 de julio de 2013.

EL SECRETARIO DE ESTADO

Alberto Nadal Belda

Anexo: Lo citado.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO	
DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS	
SUB. GRAL. DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
18 JUL 2013	
Entrada	Nº 2948
Salida	



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO

PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULAN LOS MECANISMOS DE CAPACIDAD E HIBERNACIÓN Y SE MODIFICAN DETERMINADOS ASPECTOS DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

El artículo 11 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, determina:

"1. La producción de energía eléctrica se desarrolla en un régimen de libre competencia en el mercado de producción de energía eléctrica.

El mercado de producción de energía eléctrica es el integrado por el conjunto de transacciones comerciales de compra y venta de energía y de otros servicios relacionados con el suministro de energía eléctrica.

El mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, la gestión de desvíos y mercados no organizados. Los sujetos definidos en el artículo 9 que actúen en el mercado de producción a que se refiere el párrafo anterior podrán pactar libremente los términos de los contratos de compraventa de energía eléctrica que suscriban, respetando las modalidades y contenidos mínimos previstos en la presente Ley y en sus reglamentos de desarrollo."

El artículo 16 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, establece los conceptos que forman parte de la retribución de la actividad de producción en base a los distintos segmentos mercado, incluyendo la posibilidad de que se establezca una retribución en concepto de pago por capacidad en función de las necesidades de capacidad del sistema.

Asimismo, el artículo 32 de la citada ley, sobre gestión económica y técnica, determina "Para asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico dentro del marco que establece esta Ley, corresponde al operador del mercado y operador del sistema asumir las funciones necesarias para realizar la gestión económica referida al eficaz desarrollo del mercado de producción de electricidad y la garantía de la gestión técnica del sistema eléctrico, de acuerdo con lo dispuesto en este título".

Actualmente se encuentra en tramitación un anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico que incluye, entre otras novedades, la posibilidad de que las instalaciones de producción puedan proceder al cierre temporal. Asimismo, se incorpora la mención a mecanismos de capacidad, sustituyendo el término de "pagos por capacidad", con el fin de ampliar este concepto en línea con el contexto europeo.

En el presente real decreto se desarrollan diversos mecanismos que pretenden adaptar la situación de las instalaciones de producción al contexto actual del mercado eléctrico, caracterizado por una alta penetración de producción eléctrica a partir de



fuentes renovables y una baja demanda, así como por el bajo nivel de interconexión con Europa.

En primer lugar, en lo relativo a los actuales pagos por capacidad se revisa el mecanismo actualmente existente que incluye dos tipos de servicio: el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo regulado en la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, y el servicio de disponibilidad a medio plazo desarrollado mediante la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007.

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, revisó, con carácter excepcional para el año 2012, las retribuciones del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo. La reciente aprobación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico ha supuesto la modificación del incentivo a la inversión, fijándolo en 10.000 €/MW/año, acompañando esta medida de un alargamiento en el plazo que resta para su percepción a aquellas instalaciones con derecho al cobro a la entrada en vigor de dicho real decreto-ley, acorde al contexto actual en el que la demanda de energía eléctrica experimenta una intensa reducción y en donde existe un mínimo riesgo de déficit de capacidad instalada.

Asimismo, en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se suprime la aplicación del mencionado incentivo para las nuevas instalaciones de producción, salvo para aquellas que obtuvieran el acta de puesta en servicio definitiva con anterioridad al 1 de enero de 2016, al objeto de cubrir aquellas instalaciones cuya ejecución se hubiera iniciado.

En la disposición adicional segunda de la mencionada Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, se establece el mandato a la Comisión Nacional de Energía de elaborar una propuesta de pagos por capacidad en el plazo de seis meses a remitir al Ministro de Industria, Energía y Turismo.

La Comisión Nacional de Energía aprobó en su Consejo de Administración de 5 de diciembre de 2012 la "Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro", que fue remitida al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

En dicho informe se recogen propuestas relativas a un nuevo mecanismo de pagos por capacidad, definido como servicio de garantía de suministro, manteniendo la diferenciación entre dos incentivos. Por un lado, el incentivo a la inversión a largo plazo que permita para asegurar la entrada de nueva potencia firme cuando los mercados de producción de energía eléctrica no hayan dado las señales necesarias para atraer dicha inversión, y, por otro lado, el incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable, con el fin de asegurar en el medio plazo la puesta a disposición del sistema la suficiente potencia firme y flexible capaz de proveer, con un elevado nivel de confianza, la mayor variación de energía gestionable requerida para hacer frente a variaciones de la demanda y a las variaciones del régimen especial no gestionable.



Además de ello, se valora la necesidad de contemplar en la normativa sectorial la posibilidad de hibernación de las centrales, entendida como el cierre temporal de las mismas que permita su puesta en funcionamiento en un momento posterior.

En la presente norma se desarrollan tanto el mecanismo necesario que permita la hibernación como la regulación de los mecanismos de capacidad a corto y largo plazo.

En cuanto al incentivo a la inversión para las instalaciones existentes, teniendo en cuenta la actual situación de exceso de capacidad y el contexto de adopción de medidas para la resolución del déficit del sector eléctrico, así como la implantación de la posibilidad de acceder al mecanismo de hibernación, se procede a derogar la norma en vigor.

No obstante, para las nuevas instalaciones se establece como novedad un mecanismo de subasta que será implementado en el caso de que el operador del sistema detectara un déficit en la cobertura de la demanda en el largo plazo en función de la metodología de cálculo de índice de cobertura que debe aprobarse para ello, de acuerdo a los criterios que se establecen en este real decreto.

Respecto al incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable se establece su retribución mediante un pago en función del coste de oportunidad de la disponibilidad de la tecnología marginal más eficiente, entendiendo ésta como el ciclo combinado en la actualidad. Para ello, se fijaría su importe anual, a repartir entre la potencia disponible, calculado en función de la potencia gestionable térmica necesaria para el sistema y del coste de oportunidad de la disponibilidad del ciclo combinado. Mediante la aplicación de este mecanismo, el coste anual de este incentivo se ajusta a las necesidades del sistema, independientemente del exceso de capacidad existente en un momento dado. Adicionalmente, este importe se ajusta anualmente en función de los costes de oportunidad de disponibilidad de los ciclos combinados en función de la evolución del mercado, de tal forma que si los precios del mercado estuvieran incentivando por sí mismos la disponibilidad de estas centrales, la cuantía anual de este importe sería cero.

En lo relativo a la hibernación, ésta se contempla como un cierre temporal de las instalaciones de tal forma que se permite que el exceso de capacidad que pudiera existir en un momento dado, pudiera autoajustarse gracias a las decisiones de los propios agentes, sin afectar en ningún caso a la seguridad del suministro. Así, se establece un mecanismo competitivo que tendrá como base el análisis y valoración previa que deberá ser realizada en todo caso por el operador del sistema y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre la potencia a hibernar. Asimismo, dicha Comisión actuará supervisando el mecanismo competitivo.

Por último, en desarrollo de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el Mercado de Producción de Energía Eléctrica, recoge las normas básicas para la contratación bilateral al margen del mercado organizado y, para el mercado organizado



estableciendo las condiciones generales de acceso de los sujetos a los diferentes segmentos del mercado organizado y fijando las normas básicas de funcionamiento.

En su artículo 27 recoge que el operador del mercado y la Comisión Nacional de Energía podrán proponer al Ministerio para su aprobación las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción que consideren adecuadas para la mejor ejecución de lo previsto en la Ley 54/1997, del sector eléctrico, y demás normas de desarrollo. De igual forma, en su artículo 31 establece que el operador del sistema y la Comisión Nacional de Energía podrán proponer para su aprobación por los procedimientos de operación de carácter técnico e instrumental necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema. En ambos casos el Ministerio resolverá previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Por tanto, dichas reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario gestionado por el operador del mercado y los procedimientos de operación del sistema contienen el detalle de la regulación que permiten la operación económica y técnica de los diferentes segmentos del mercado de producción.

En el momento actual se plantea la revisión de los diferentes mercados de producción con el fin de adecuarlos tanto a la evolución que se ha producido en el sector eléctrico, en especial con motivo de la evolución en el parque de generación con una elevada penetración de las tecnologías renovables, como a la actualización de la normativa con el fin de facilitar la integración de mercados con Europa y a la aplicación de las diferentes normativas comunitarias, a la vista de las diferentes iniciativas de mercados regionales existentes.

Por este motivo, en la presente norma se establece la creación de un grupo de trabajo a nivel sectorial que permita analizar las diferentes alternativas que pueden permitir mejoras en el funcionamiento de mercado con el objetivo de lograr una mayor eficiencia y una mejor integración a nivel europeo.

Además de lo anterior, y con el fin de profundizar en determinados aspectos de la gestión técnica y económica del mercado, se establecen los principios generales que deben regir en la elaboración y revisión de las reglas de mercado y en los procedimientos de operación del sistema que el operador del mercado y el operador del sistema, respectivamente, deben proponer. Asimismo, se otorga a ambos operadores el mandato de proponer una revisión de dichas normas para adecuarlos a dichos principios, sin perjuicio de una posterior revisión en detalle que pudiera derivarse de los resultados del grupo de trabajo que se ha mencionado.

Adicionalmente, y en línea con la mejora en la operación, la presente norma contiene una revisión del procedimiento de restricciones técnicas. Gran parte de dichas restricciones son debidas a problemas de tipo zonal y sólo pueden ser resueltas por un pequeño número de unidades de generación, habitualmente pertenecientes a un mismo grupo empresarial, y además son retribuidas al precio que marcan sus propias ofertas específicas para restricciones. Este contexto ha posibilitado en los últimos años el abuso de posición de dominio para la obtención de una renta extraordinaria, muy superior, en algunos casos, a los costes variables incurridos en la prestación del



servicio. A este respecto, tanto la Comisión Nacional de Energía como la Comisión Nacional de Competencia, han instruido en el pasado numerosos expedientes a los agentes generadores.

Por este motivo, y con el fin de dar una solución a este comportamiento anticompetitivo, en el presente real decreto se regula un mecanismo de retribución para el procedimiento de resolución de restricciones técnicas, con el fin de evitar las elevadas retribuciones que alcanzan las instalaciones en este segmento del mercado, aprovechando, en la mayor parte de las ocasiones, una situación de monopolio o muy cercana al monopolio. En todo caso, se garantiza la retribución adecuada de las instalaciones afectadas.

Para ello, se revisa el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico con el fin de tener en cuenta el nuevo mecanismo, manteniéndose el actual para las instalaciones en las que no se den los requisitos para la aplicación de la nueva retribución.

Por otro lado, y en línea con el anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico que se está tramitando en la actualidad, y en la cual se eliminan los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial sin perjuicio de las consideraciones singulares que sea preciso establecer, se modifica el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica de tal manera que se establece un procedimiento común, e independiente de cada tecnología, para la garantía económica que es necesario depositar previamente a la obtención de las autorizaciones pertinentes para la puesta en explotación de la instalación.

Por su parte, la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supone que dicha Comisión asume funciones que hasta ahora venía desempeñando la Comisión Nacional de Energía, entre las que se encuentra la de supervisión del mercado.

De acuerdo con lo prescrito en la Disposición transitoria décima de la citada Ley 3/2013, de 4 de junio, el trámite de audiencia de este real decreto ha sido evacuado mediante consulta a los representantes en el Consejo Consultivo de Electricidad.

El real decreto ha sido informado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con fecha xx de mmmm de 20xx.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos adoptado en su reunión del día x de mmmm de 20xx, dispongo:

CAPITULO I



Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. *Objeto.*

1. El presente real decreto tiene por objeto establecer los principios generales que deben regir los mecanismos de capacidad establecidos de acuerdo a lo dispuesto en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Los mecanismos de capacidad son aquellos que permiten dotar al sistema de un margen de cobertura adecuado tanto en el largo plazo, incentivando de forma eficiente y mediante mecanismos competitivos la inversión en nuevas instalaciones de generación cuando estas resulten necesarias, como en el medio plazo, incentivando la disponibilidad de la potencia instalada gestionable.

2. Del mismo modo, se determina el mecanismo competitivo para la asignación de la capacidad instalada que puede optar al cierre temporal de las instalaciones. Dicho cierre temporal es complementario a los mecanismos de capacidad a los que se refiere el apartado anterior.
3. Adicionalmente, se modifica el procedimiento de restricciones técnicas a las que se refiere el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

El presente real decreto será de aplicación a las instalaciones de producción del sistema peninsular que cumplan los requisitos que aquí se establecen.

CAPITULO II Incentivo a la inversión

Artículo 3. *Definición del servicio de incentivo a la inversión.*

El incentivo a la inversión se configura como un servicio dentro de los mecanismos de capacidad, que se establece para asegurar la entrada de nueva potencia firme en el largo plazo cuando los mercados de producción de energía eléctrica no hayan sido capaces de atraer dicha inversión y ésta resulte necesaria.

La metodología de asignación y retribución correspondiente al servicio de inversión se determinará mediante subastas de capacidad.

Artículo 4. *Requisitos para participar en el servicio del incentivo a la inversión.*

Podrán participar en el servicio de incentivo a la inversión las nuevas instalaciones de producción que participen en el mercado de producción y resulten adjudicatarias en el mecanismo de asignación regulado conforme a lo establecido en este real decreto.



Asimismo, el Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá autorizar la participación en este servicio a aquellas instalaciones de producción del sistema peninsular con potencia instalada superior o igual a 50 MW, en las que se realicen ampliaciones u otras modificaciones relevantes que requieran una inversión significativa en nuevas instalaciones con tecnologías prioritarias para el cumplimiento de los objetivos de política energética y seguridad de suministro.

Quedan exceptuadas de este mecanismo las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo específico.

Artículo 5. *Procedimiento de asignación del servicio de Incentivo a la inversión.*

El procedimiento para determinar la asignación correspondiente al servicio de inversión se realizará de acuerdo con lo siguiente:

1. El operador de sistema realizará un estudio semestral de cobertura de la demanda punta, en el que se estimará el índice de cobertura para los diez años siguientes, y lo comunicará antes de 1 de marzo y de 1 de octubre de cada año a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La estimación del índice de cobertura se hará de acuerdo a los criterios establecidos en el artículo 8 del presente real decreto.

2. En caso de resultar un índice de cobertura por debajo del mínimo establecido en los cuatro años siguientes y por tanto requerirse potencia adicional en ese horizonte temporal, se iniciará el proceso de convocatoria de una subasta.

La Secretaría de Estado de Energía fijará los criterios de convocatoria y participación en la subasta de incentivo a la inversión, el tipo de subasta, las reglas de la subasta y el contrato marco, así como los compromisos para los adjudicatarios y determinación de posibles penalizaciones por incumplimiento de plazos.

3. Podrán participar en las subastas de incentivo a la inversión, aquellos proyectos de instalación de capacidad de producción que, cumpliendo los requisitos establecidos en el artículo anterior, todavía no cuenten con la autorización de explotación tanto de la instalación como de las ampliaciones u otras modificaciones relevantes en el momento de la convocatoria, y que presenten una garantía económica por una cuantía del 1% del presupuesto de la instalación, adicional a la garantía prevista en la normativa a efectos del compromiso de obtener las autorizaciones pertinentes y proceder a la construcción de la instalación.

Artículo 6. *Cobro y liquidación del incentivo a la inversión.*



1. Para obtener el derecho de cobro del incentivo a la inversión, las instalaciones que hayan resultado adjudicatarias en la subasta correspondiente, deberán disponer de autorización de explotación y contar con inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, así como mantener la planta en estado operativo, entendiéndose como tal no haber iniciado un proceso de cierre o desmantelamiento total o parcial de sus activos, sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones establecidas para el productor en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Dichas condiciones serán asimismo necesarias para la percepción del incentivo en cada periodo.

2. El período de percepción del incentivo será de 10 años a contar desde la obtención de la autorización de explotación o, en su caso, de la realización de la inversión y adaptación necesaria.
3. La cuantía correspondiente a la retribución anual por el incentivo a la inversión del grupo de producción i expresada en euros, será la que resulte de multiplicar la potencia firme de dicho grupo, tal como se define en el artículo siguiente, por la retribución anual unitaria expresada en €/MW y año que haya resultado en la subasta.
4. El operador del sistema liquidará el incentivo a cada uno de los titulares de las instalaciones que tengan derecho a la percepción del mismo, de acuerdo a lo dispuesto en la presente norma.

Artículo 7. Potencia firme de las instalaciones de generación.

1. Se entenderá como potencia firme de la instalación la potencia máxima que pueda ser superada con el nivel de probabilidad considerado para el cálculo del índice de cobertura anual.
2. Para el cálculo de la potencia firme se aplicará a la potencia neta, calculada conforme se establece en el anexo II del presente real decreto, salvo en el caso de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovable que será la potencia nominal que figure en el correspondiente Registro Administrativo de Instalaciones de Producción del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el valor del coeficiente de firmeza aplicable al régimen y tecnología que le corresponda, de acuerdo con lo establecido en el siguiente cuadro:

TABLA DE COEFICIENTES DE FIRMEZA

Tecnología	Coefficiente Firmeza
Nuclear	95%
Carbón nacional	95%



Carbón de importación	96%
Ffuel / fuel-gas	85%
Ciclo Combinado	94%
Hidráulica	45%
Cogeneración	70%
Biomasa y biogás	50%
RSU y RSI	50%
Energías del mar	30%
Geotermia	50%
Hidráulica de potencia igual o inferior a 50 MW.	30%
Eólica terrestre	9%
Eólica marina	10%
Solar fotovoltaica	0%
Solar térmica	30%

Estos porcentajes podrán ser revisados por la Secretaría de Estado de Energía a propuesta del operador del sistema, teniendo en cuenta la metodología de cálculo del índice de cobertura.

Artículo 8. Índice de cobertura.

1. A los efectos de aplicación de la presente norma, así como de la operación del sistema eléctrico, el índice de cobertura a largo plazo se calculará por el operador del sistema de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) El índice de cobertura deberá calcularse teniendo en cuenta la punta máxima horaria de potencia de demanda prevista para cada uno de los diez años siguientes, así como una estimación de la potencia disponible prevista de las centrales de generación para el mismo periodo.
- b) La senda de puntas de potencia previstas será la que corresponda al escenario de demanda derivado de las hipótesis de crecimiento económico estimadas por el Gobierno, siempre que existan para ese plazo, teniendo en cuenta además la implantación de las medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda que resulten de aplicación. Todo ello, considerando unas condiciones de temperaturas desfavorables pero no extremas.
- c) Se tendrá en cuenta, en su caso, el efecto de la potencia interrumpible contratada para cada periodo, que deberá contemplarse como una reducción de la punta de la demanda.
- d) La potencia disponible prevista de las centrales de generación responderá a la potencia que puedan aportar con una probabilidad de ser superada de un 90%, teniendo en cuenta los datos históricos de los últimos cinco años, así como las



mejores previsiones de incrementos de potencia y de cierres de instalaciones. Se tendrá en cuenta una hidraulicidad correspondiente a un año seco.

2. El índice de cobertura anual se define como cociente entre la potencia de generación disponible y el valor de potencia máxima demandada en un periodo de un año. El valor del índice de cobertura anual previsto se establece igual al valor medio ponderado por el valor de la demanda máxima semanal de los índices de cobertura semanales del periodo. A estos efectos, los índices de cobertura de cada semana se calcularán de acuerdo al procedimiento contemplado en el Anexo IV del presente real decreto.

CAPITULO III HIBERNACIÓN

Artículo 9. *Definición del mecanismo de asignación de la capacidad susceptible de hibernación.*

1. Se define como hibernación el cierre temporal de instalaciones durante el plazo que se determine.

2. La asignación de la potencia instalada que puede proceder al cierre temporal en cada momento se realizará mediante un procedimiento competitivo de subastas.

3. El operador del sistema recogerá en su informe mensual de cobertura de demanda un análisis de la potencia que puede ser hibernada en cada periodo con un análisis de sensibilidad que tenga en cuenta los siguientes aspectos:

- Evolución del índice de cobertura en el corto, medio y largo plazo.
- Existencia de cualquier restricción zonal o local que justifique posibles limitaciones a la potencia a hibernar en cada periodo y para cada escenario.
- Cualquier otro aspecto relevante con impacto en la seguridad del sistema.

En todo caso, y con el fin de contar con la información necesaria para la celebración de la subasta de hibernación, antes del 1 de abril de cada año enviará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un informe con el análisis para el año siguiente de la capacidad que puede ser sometida a cierre temporal, con el detalle de análisis zonal y local y las limitaciones técnicas que pudieran existir.

En este informe se recogerá asimismo una previsión de las necesidades de potencia gestionable del sistema eléctrico para el año siguiente, a efectos de contar con una primera aproximación de los porcentajes de reparto mensual de la retribución anual térmica a la que se refiere el artículo 20 del presente real decreto.

4. La subasta de hibernación se llevará a cabo con una antelación mínima de seis meses respecto del inicio del periodo en el que se debe proceder a la hibernación.



Con carácter general, el cierre temporal será por un plazo de un año, realizándose subastas para cada periodo.

Artículo 10. *Sujetos participantes en la subasta.*

1. Actuarán como participantes en la subasta los titulares de instalaciones térmicas de producción de energía eléctrica de ciclo combinado y potencia superior a 50 MW que cuenten con inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
2. El gestor de la subasta será Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema, con las obligaciones y derechos que se determinen.

Artículo 11. *Productos subastados, periodo de liquidación del producto y cálculo de cantidades a subastar.*

1. El producto a subastar será la potencia que puede ser hibernada en cada periodo.
2. El periodo de liquidación correspondiente al producto adjudicado en cada subasta será anual.
3. Para el cálculo de la cantidad a subastar máxima se tendrán en cuenta los análisis de los informes realizados por el operador del sistema de acuerdo a lo previsto en la presente norma. Asimismo, en la fase de adjudicación de dicha potencia mediante el procedimiento de subasta se tendrán en cuenta los criterios técnicos de aplicación a cada instalación de acuerdo a la valoración concreta que al efecto debe realizar el operador del sistema.

El participante que resulte adjudicatario suscribirá una cantidad determinada de producto coincidente con la potencia neta de la instalación o grupo térmico, que será constante en todo el periodo de aplicación definido para dicho producto.

Artículo 12. *Mecanismo de adjudicación del producto subastado y determinación del precio.*

1. En estas subastas el operador del sistema actuará como tomador de precio y los participantes pujarán por la adjudicación del producto subastado.
2. La adjudicación se realizará mediante un mecanismo competitivo en el que, partiendo de unas cantidad de producto y de unos precios de salida, se proceda a una reducción progresiva de los precios hasta llegar al equilibrio entre oferta y demanda para el producto objeto de la subasta. Dicho precio de equilibrio será el precio resultante de la subasta.
3. Por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, se establecerán:
 - a) El tipo de producto y el periodo de aplicación.
 - b) Las cantidades a subastar.



- c) Los precios de salida de la subasta.
- d) El tipo de subasta, las reglas a aplicar en la subasta y, en su caso, el contrato marco.
- e) La fecha de realización de cada subasta.
- f) La información sobre el resultado de las subastas que tendrá carácter público.

4. Antes de que transcurran 24 horas desde el momento de cierre de la subasta, y una vez validados sus resultados por la entidad supervisora, el operador del sistema publicará los resultados de la misma (la cantidad total adjudicada y el precio del resultado de la subasta) y notificará a cada adjudicatario las cantidades de las que hayan resultado adjudicatarios, remitiendo dicha información a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Estos resultados serán vinculantes para todos los participantes que hayan resultado adjudicatarios en la subasta.

Artículo 13. *Entidad supervisora de las subastas.*

La Dirección General de Energía de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será la entidad supervisora de la subasta. A estos efectos, nombrará a dos representantes que actuarán en nombre de dicha institución, con plenos poderes, en la función de supervisión de la subasta y, especialmente, a los efectos de confirmar que el proceso ha sido objetivo, transparente, competitivo y no discriminatorio, y que la subasta se ha desarrollado de forma competitiva, no habiéndose apreciado el uso de prácticas que puedan suponer restricciones a la competencia u otras faltas en el desarrollo de la misma, y de validación de resultados.

Adicionalmente, después de cada subasta, dicha Comisión elaborará un informe sobre su desarrollo y potenciales mejoras, que será remitido a la Secretaría de Estado de Energía.

Para la realización de la función que se le encomienda, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá solicitar al operador del sistema, como entidad gestora de la subasta, toda aquella información que considere necesaria, con el formato y en los plazos que estime convenientes.

Artículo 14. *Entidad responsable de la realización y liquidación de las subastas.*

De acuerdo con lo establecido en el artículo 34.2.x) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, se asigna al Red Eléctrica de España, S.A., como operador del sistema, la organización y gestión de las subastas de asignación de capacidad de hibernación y las correspondientes liquidaciones.

La entidad responsable de la realización de las subastas, entre otras tareas, deberá elaborar una propuesta de reglas que deberán adaptarse a los criterios generales establecidos en la presente orden y que habrán de ser aprobadas por resolución del Secretario de Estado de Energía. Asimismo, se encargará de informar a los potenciales participantes de la subasta, de la calificación de los agentes, de la



implantación de la subasta y de proporcionar toda la información que sea necesaria a la entidad responsable de la supervisión de la subasta en el formato establecido al efecto.

Artículo 15. Derechos y obligaciones de los participantes.

1. Son obligaciones de los participantes en la subasta, las siguientes:

- a) Cumplir el proceso de precalificación y calificación de la subasta, establecido en las reglas de la subasta.
- b) Aportar las garantías requeridas en las condiciones que se especifiquen en las reglas de la subasta.
- d) Cumplir con todas las obligaciones específicas indicadas en las correspondientes resoluciones relativas a la subasta que le sean de aplicación.

Artículo 16. Facturación y liquidación.

El operador del sistema procederá, en su caso, a realizar la liquidación a cada uno de los titulares de las instalaciones que hayan resultado adjudicatarias en la subasta con arreglo a lo dispuesto en el presente real decreto.

Se entenderá por liquidación de los productos adjudicados el proceso mediante el cual se determina el importe final a pagar a los adjudicatarios de la subasta en virtud de las cantidades asignadas.

Artículo 17. Cierre temporal de instalaciones.

1. El titular de la instalación que resulte adjudicataria del mecanismo competitivo de asignación de cierre temporal de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 11 del presente real decreto, deberá solicitar dicho cierre ante el Área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno correspondientes. Igualmente, podrán presentarse las correspondientes solicitudes ante cualquiera de los lugares a que hace referencia el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Éstas elevarán el expediente de solicitud junto con su informe a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien procederá a resolver autorizando, en su caso, el cierre temporal y a tomar nota en la inscripción en el correspondiente registro administrativo.

La resolución se notificará al solicitante y se publicará, en todo caso, en el «Boletín Oficial del Estado», y en el «Boletín Oficial» de las provincias donde radique la instalación.

2. El incumplimiento de cualquiera de las condiciones o requisitos establecidos para el cierre temporal supondrá la pérdida del derecho económico resultante de la subasta



desde el inicio del periodo y la imposibilidad de volver a participar en una nueva subasta en el plazo de los tres años siguientes a dicho incumplimiento.

Entre otros, se considerará incumplimiento la alteración o modificación de las instalaciones sin la preceptiva comunicación o autorización.

A estos efectos, la administración competente podrá inspeccionar las instalaciones.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las sanciones que puedan derivarse de acuerdo con lo establecido en el Título X de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

3. Para proceder a la puesta en marcha de la instalación tras un cierre temporal para su retorno al régimen de funcionamiento y participación en el mercado de producción, será necesaria la obtención de autorización de explotación ante las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno respectivas que hubieran tramitado el expediente de autorización, previas las comprobaciones técnicas que se consideren oportunas.

Éstas elevarán dicha autorización junto con su informe a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien procederá a resolver sobre el cambio de situación y a tomar nota en la inscripción en el correspondiente registro administrativo.

La resolución se notificará al solicitante y se publicará, en todo caso, en el «Boletín Oficial del Estado», y en el «Boletín Oficial» de las provincias donde radique la instalación.

CAPITULO IV

Servicio de disponibilidad de potencia gestionable

Artículo 18. *Definición del servicio de disponibilidad de potencia gestionable.*

1. El servicio de disponibilidad de potencia gestionable tiene el objetivo de asegurar en el medio plazo la puesta a disposición del operador del sistema de la suficiente potencia firme y flexible capaz de proveer, con un elevado nivel de confianza, la mayor variación de energía gestionable requerida para hacer frente a variaciones de la demanda, variaciones de la producción no gestionable, así como la pérdida de generación por indisponibilidades fortuitas.

2. Este servicio tiene carácter anual, determinando la presente orden el derecho a participar en el mismo y la metodología de su cálculo y retribución.

Artículo 19. *Requisitos para participar en el servicio del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable.*

1. Podrán prestar el servicio de incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable las instalaciones térmicas de generación de ciclo combinado o carbón que participen en el mercado de producción con potencia instalada superior o igual a 50 MW inscritas en el correspondiente Registro Administrativo de Instalaciones de



Producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y que acrediten el cumplimiento de los requisitos establecidos en el presente artículo.

2. Las instalaciones a que se refiere el apartado anterior que quieran prestar este servicio en un año deberán solicitarlo al operador del sistema antes del 1 de septiembre del año anterior indicando la potencia o parte de la misma que prestará el servicio, así como la información necesaria que acredite el cumplimiento de los requisitos establecidos en el siguiente apartado. El operador del sistema publicará las instalaciones y la potencia acreditada para la prestación de este servicio antes del 1 octubre del año anterior.
3. La potencia acreditada para la prestación del servicio de disponibilidad de potencia gestionable deberá cumplir los siguientes requisitos:
 - a) Estar habilitada para la prestación del servicio complementario de gestión de desvíos, al que hace referencia el artículo 14 del Real Decreto 2019/1997.
 - b) Justificar la disponibilidad de existencias de combustible en parque o la existencia de contratos de suministro que permitan ofrecer la potencia acreditada durante un mínimo de 15 días consecutivos.
 - c) No presentar limitaciones medioambientales o de seguridad que reduzcan la capacidad de funcionamiento de la central.

Artículo 20. *Procedimiento de cálculo anual y mensual de la retribución del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable.*

1. La retribución anual térmica del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable se calculará como el producto de la potencia gestionable de respaldo térmica requerida por el sistema, por la estimación del coste de oportunidad de la disponibilidad de la tecnología marginal, considerando como ésta el ciclo combinado, tal y como se establece en el anexo III de este real decreto.
2. El operador de sistema propondrá antes del 1 de octubre de cada año a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los porcentajes de reparto mensual de la retribución anual térmica, en función de la revisión de las necesidades del sistema de potencia gestionable prevista para el año siguiente. Dicha propuesta supondrá una revisión de la contenida en el informe a emitir antes del 1 de abril de cada año al que se refiere el último párrafo del artículo 9.3 del presente real decreto, e incluirá el análisis sobre la potencia sometida a hibernación en dicho periodo.
3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el plazo de quince días a contar desde la recepción de la información indicada, valorará dicha información y calculará el valor de la retribución térmica anual y su reparto mensual y lo comunicará a la Secretaría de Estado de Energía, a efectos de su aprobación.



Asimismo, comunicará los máximos y mínimos valores de retribución unitaria que podrían resultar del reparto de las retribuciones anuales térmicas entre la potencia disponible del año siguiente, teniendo en cuenta la información referida en el punto anterior.

Artículo 21. *Procedimiento de asignación de la retribución del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable.*

1. El cálculo de la retribución unitaria en cada hora del mes de la potencia gestionable disponible se realizará, una vez haya transcurrido el mismo, por el operador del sistema. Será el resultado de repartir la retribución mensual térmica entre la potencia acreditada gestionable térmica.
2. La retribución unitaria, $RUT_{h,m}$, que percibirá la potencia gestionable térmica disponible en la hora h del mes m en concepto de incentivo a la potencia disponible gestionable, será:

$$RUT_{h,m} = \frac{RT_m * \frac{\text{hueco termico } h}{\sum_k^{\text{horas mes}} \text{hueco termico } k}}{\sum_j^{\text{instal termicas}} P_{j,h}}$$

Donde

- RT_m : es la retribución mensual térmica, expresada en euros.
- *Hueco térmico h* : es la producción real de las centrales térmicas gestionables en la hora h , expresado en MWh.
- $\sum_j^{\text{instal termicas}} P_{j,h}$: es la potencia disponible de las instalaciones gestionables térmicas en la hora h , calculada como la potencia acreditada para la prestación del incentivo a la disponibilidad, deducidas las indisponibilidades declaradas al operador del sistema. Expresada en MW.
- $\sum_k^{\text{horas mes}} \text{hueco termico } k$: es la suma del hueco térmico correspondiente a centrales térmicas gestionables que se ha producido realmente en cada una de las horas del mes, expresada en MWh.

3. La retribución $R_{i,h,m}$ que percibirá una instalación gestionable térmica i en la hora h del mes m será:

$$R_{i,h,m} = RUT_{h,m} * P_{i,h,m}$$

Donde

$P_{i,h,m}$, en el caso de las centrales térmicas es la potencia gestionable disponible de la instalación i en la hora h del mes m , expresada en MW y calculada como la potencia acreditada para la prestación del incentivo de disponibilidad, deducidas las indisponibilidades declaradas al operador del sistema en cada momento.



4. Corresponderá al operador del sistema el cálculo de la retribución para cada hora y la liquidación mensual del incentivo a cada uno de los titulares de las instalaciones que tengan derecho a la percepción del mismo.

Artículo 22. *Comprobación del servicio de disponibilidad y repercusiones del incumplimiento.*

1. El operador del sistema, con carácter aleatorio, efectuará pruebas de disponibilidad de las centrales para la comprobación del cumplimiento de los requisitos exigidos en el artículo 19 de este real decreto cuyo resultado será comunicado a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
2. Cualquier modificación que se produzca en las condiciones de funcionamiento de la instalación que impidiera el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 19 con carácter posterior a su acreditación ante el operador del sistema para el cobro del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable, deberá ser comunicada al operador del sistema, y conllevará la pérdida del derecho al cobro anual del incentivo, debiendo reembolsar las cantidades que haya percibido por este concepto en las correspondientes liquidaciones mensuales de cada periodo.
3. En el caso de detectarse por cualquier medio la existencia de una indisponibilidad que no ha sido declarada al operador del sistema, o el incumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 19 sin haberlo comunicado al operador del sistema, la instalación perderá el derecho de cobro del incentivo anual correspondiente a los dos últimos años. En estos casos, dicha situación será puesta en conocimiento del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y, en su caso, de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, así como del operador del sistema a fin de que éste proceda a realizar las liquidaciones que correspondan. .
4. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las sanciones que puedan derivarse de acuerdo con lo establecido en el Título X de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

CAPITULO V

Financiación y liquidación de los mecanismos de capacidad

Artículo 23. *Liquidación de los mecanismos de capacidad.*

1. La liquidación del incentivo a la inversión a largo plazo y del incentivo a la disponibilidad se realizará por el operador del sistema de acuerdo a lo dispuesto en la presente norma, siendo la liquidación mensual de carácter provisional.
2. El operador del sistema realizará una liquidación anual definitiva para la que tendrá en cuenta los siguientes aspectos:



- 2.1. El incentivo a la inversión se percibirá de acuerdo al derecho de cobro de cada instalación.
- 2.2. El incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable se calculará según lo dispuesto en el presente real decreto, ajustando el valor unitario a percibir por cada instalación de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$C_{min} = \left(2 + \frac{\text{Sobreingresos}_i}{\text{Sobreingresos medios}} \right)^2 * \left(\frac{\text{horas_equiv_func}_i}{\text{horas_equiv_func_media}} \right)^2$$

Donde

C_{min} es el porcentaje en el que minorará para cada instalación el valor unitario del incentivo a la disponibilidad.

sobreingreso i es el sobreingreso obtenido para cada central térmica de ciclo combinado o carbón, calculado de la forma definida en el anexo III de este real decreto. En caso de que el sobreingreso resulte un valor negativo, se considerará nulo.

Sobreingresos medios es la media de los sobreingresos de todas las instalaciones consideradas, calculado de la forma definida en el anexo III de este real decreto.

horas_equiv_func i son las horas equivalentes anuales de funcionamiento de cada instalación, definidas de la siguiente forma:

$$\text{horas_equiv_func} = \frac{\text{energía_producida}}{\text{pot_neta}}$$

Siendo **pot_neta** la potencia neta en MW de la instalación de producción

horas_equiv_func_media es la media de horas equivalentes anuales de funcionamiento de todas las instalaciones consideradas para cada tecnología

El coeficiente **C_{min}** que resulte para cada instalación se aplicará al valor unitario del incentivo a la disponibilidad, y el valor resultante será la cantidad a percibir en concepto de gestionabilidad.

3. Las cantidades que, en su caso, procedan de dicha liquidación definitiva y deban ser reintegradas al sistema, tendrán la consideración de ingresos del sistema de liquidaciones y se incluirán en la liquidación del saldo de mecanismos de capacidad.

Artículo 24. Financiación de los mecanismos de capacidad.



1. Los costes correspondientes a la retribución del servicio del incentivo a la inversión e incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable correspondiente a los mecanismos de capacidad y, en su caso, el pago que pueda corresponder a las adjudicatarias de las subastas de hibernación, serán financiados tanto por todos los comercializadores y consumidores directos en mercado como por los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica.
2. Los comercializadores y consumidores directos estarán obligados al pago por capacidad por la energía que efectivamente adquieran a través de las diferentes modalidades de contratación y destinada al consumo interno español.

El pago por capacidad del comercializador y del consumidor directo en mercado será la suma de los términos mensuales de cada período tarifario de acuerdo con la definición del último párrafo de este apartado que resultan de multiplicar la demanda de energía elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción por el precio unitario por capacidad, tal como se detalla en la siguiente fórmula:

$$PC(c, m) = \sum_{i=1}^6 X_i * D_{bc}(c, m)_i$$

Siendo:

$PC(c, m)$ = Pago por capacidad del comercializador, consumidor directo o agente externo c en el mes m por la energía adquirida en el mercado de producción.

$D_{bc}(c, m)_i$ = Demanda de energía elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción por el comercializador, consumidor directo y agente externo en el mes m y en el período tarifario i .

X_i = Precio unitario por capacidad, que para cada período tarifario i dependiendo de la diferenciación de períodos tarifarios del peaje de acceso que aplique, tomará diferentes valores.

Los períodos tarifarios serán los definidos para los peajes de acceso en la normativa de aplicación.

3. Los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica realizarán un pago en concepto de financiación del servicio de disponibilidad de potencia gestionable en función de la firmeza de su contribución a la cobertura de la punta de demanda del sistema diferenciando dicho pago para cada una de las tecnologías.
4. A efectos de la determinación del pago del servicio de disponibilidad que corresponde a la demanda y a las instalaciones de producción, Red Eléctrica de España, S.A., como operador del sistema, enviará anualmente antes del 1 de octubre de cada año al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de metodología de asignación de dichos costes y un informe que contenga los valores para cada una de las tecnologías de producción y para la demanda.



5. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se establecerán los valores correspondientes a cada obligación de pago de acuerdo a lo establecido en el presente artículo.
6. El saldo resultante de la diferencia entre los ingresos derivados de la financiación de los mecanismos de capacidad y los costes correspondientes a su retribución tendrá la consideración de ingresos liquidables del sistema a los efectos previstos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

CAPITULO VI

Mecanismo de retribución del procedimiento de resolución de restricciones técnicas

Artículo 25. *Mecanismo de retribución de restricciones técnicas.*

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 12 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, con carácter general las instalaciones de generación a las que resulte de aplicación el procedimiento de resolución de restricciones técnicas serán retribuidas conforme al mecanismo de ofertas en competencia recogido en el punto sexto del Anexo V del presente real decreto.

No obstante, en caso en que la resolución de dicho procedimiento no pueda plantearse en un entorno competitivo, se aplicará el mecanismo contemplado en el apartado séptimo del citado Anexo V.

A estos efectos, se define la existencia de un entorno no competitivo como aquel en el que las centrales de la misma tecnología que pueden resolver un problema local en un momento dado pertenezcan todas ellas como máximo a una o dos empresas o grupos empresariales, definido según lo establecido en artículo 42 del Código de Comercio.

2. La retribución de las restricciones a subir cuando éstas sean en entorno no competitivo se calculará sobre la base de los costes variables estimados para la prestación de los servicios para cada una de las tecnologías que participan en el servicio. Esta retribución reflejará la variación temporal de los costes variables de producción, como las cotizaciones en los mercados de las materias primas y los derechos de emisión e incluirá otros costes como el arranque de las centrales o los distintos valores de rendimiento según el nivel de carga de funcionamiento. Para ello, se tendrán en cuenta las ofertas complejas definidas de acuerdo al punto cuarto del Anexo V del presente Real Decreto.



En el caso de las centrales hidráulicas y de renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo específico se considerará el precio obtenido de acuerdo al mecanismo del apartado anterior como un máximo de referencia público y publicado.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá los precios que servirán para el cálculo de la mencionada retribución, y procederá a su publicación. Estos precios serán revisados con carácter trimestral.

3. Se aprueba el procedimiento de resolución de restricciones técnicas, en los términos que establece el Anexo V de este Real Decreto.

Disposición adicional primera. Cierre de energía en mercado.

1. El saldo resultante de la diferencia entre la producción y la demanda perfiladas, en su caso, y elevadas a barras de central con los coeficientes de pérdidas estándar de acuerdo al procedimiento de balance del conjunto del sistema, se asignará para cada hora a las medidas de contador de los comercializadores y consumidores directos en mercado mediante un coeficiente de ajuste que afectará a las pérdidas estándar.

Dicho coeficiente de ajuste se calculará por el operador del sistema para cada hora considerando la relación entre las pérdidas reales medidas y las pérdidas estándares, pudiendo diferenciarse en función del nivel de tensión y el tipo de perfil de consumo.

Con el fin de facilitar la presentación de ofertas en el mercado por parte de los comercializadores y consumidores directos, el operador del sistema publicará al menos diariamente una previsión de los coeficientes de ajuste para cada día, a partir de su mejor estimación de energía de cierre.

2. El Operador del Sistema realizará con carácter anual un informe de valoración de las diferencias a que se refiere en el apartado anterior. Cada cuatro años, formulará una propuesta de revisión de los porcentajes de las pérdidas estándares, con objeto de minimizar las diferencias con las pérdidas reales.

La primera propuesta de revisión será enviada al Ministerio de Industria, Energía y Turismo antes de 1 de octubre de 2014.

3. Lo dispuesto en la presente disposición adicional resultará de aplicación a partir de 1 de enero de 2014.

Disposición adicional segunda. Asignación de desvíos de programa.

Con carácter general, para las instalaciones de producción de energía eléctrica la liquidación de los desvíos de correspondientes a sus unidades de programación respecto a la medida de su producción real de energía, estará basado en el coste total del desvío y en el valor absoluto del mismo.



Disposición adicional tercera. *Grupo de trabajo para la revisión del mercado de producción.*

Se crea el Grupo de Trabajo de Revisión del mercado de producción de energía eléctrica con el objetivo de realizar un análisis en profundidad de los diferentes aspectos del mercado de producción, así como de su funcionamiento cuyo resultado sea una propuesta concreta que contenga soluciones a los problemas que pueda detectar y medidas y mejoras regulatorias necesarias para implantarlas.

Dicho grupo estará compuesto por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el operador del mercado, el operador del sistema y los sujetos de mercado.

Con carácter previo, se realizará una primera propuesta de documento que contenga las cuestiones a revisar que será elaborado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con la colaboración del operador del mercado y el operador del sistema. Este documento será presentado al Grupo de Trabajo para su análisis y mejora.

Si en el plazo de seis meses el grupo de trabajo no ha acordado ninguna propuesta concreta, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo procederá a realizar una propuesta alternativa de acuerdo a los trabajos realizados, que será sometida a trámite de audiencia.

Disposición adicional cuarta. *Desarrollo de reglas de funcionamiento de mercado diario e intradiario y procedimientos de operación.*

En el plazo de dos meses a partir de la entrada en vigor del presente real decreto, el operador del mercado y el operador del sistema presentarán una propuesta al Ministerio de Industria, Energía y Turismo con las modificaciones necesarias de las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario y los procedimientos de operación, respectivamente, para revisar y actualizar los diferentes mecanismos existentes y en el procedimiento de liquidaciones, que deberán incorporar de los siguientes aspectos:

- Las revisiones deberán tener en cuenta los trabajos de implantación del mercado único europeo mediante la integración de mercados, que se deriven de la aplicación de la Directivas y Reglamentos comunitarios que pudieran conllevar cambios normativos.

En concreto, deberán considerarse las adaptaciones normativas necesarias para la implantación de los Códigos de Red que afectan a la gestión técnica y económica del Sistema.

- Acercamiento de los diferentes mercados y servicios de ajuste al tiempo real.



- La liquidación de los desvíos a las unidades de programación de instalaciones de producción respecto a la medida de energía real estará basado en el coste total del desvío y en el valor absoluto del mismo.
- En el caso de servicios de ajuste, optimización de los algoritmos de forma que permitan asignar toda la potencia o energía necesaria, ajustada a la mejor previsión y al criterio de menor coste, evitando la programación de otros servicios de ajuste.
- Imputación de los costes de los servicios de ajuste teniendo en cuenta las diferencias entre el último programa anterior a su convocatoria y las medidas reales de cada sujeto que origine la necesidad de su puesta en marcha.
- Sustitución de las zonas de regulación por perímetros de equilibrio a efectos el cálculo y liquidación de los desvíos.

Dichas zonas deberán estar integradas exclusivamente por las instalaciones de producción que tienen capacidad para proveer el servicio.

- Mejora de los procesos de liquidaciones de manera que se asignen los costes realmente incurridos y de manera eficiente. En concreto, revisión de las liquidaciones derivadas de la aplicación del procedimiento de restricciones en tiempo real.
- Eliminación de determinadas condiciones complejas con el fin de simplificar el algoritmo de casación de mercado diario e intradiario.
- Incorporación de las necesidades de energía para recuadrar las actuaciones técnicas derivadas del procedimiento de restricciones técnicas, en la primera sesión del mercado intradiario.
- Utilización por parte del operador del sistema de las previsiones de desvío de programa determinados sujetos para presentación de ofertas de acuerdo a dichos desvíos, en la medida en que sean conocidos, en las horas de cada intradiario.

En caso de que se considere necesaria la adaptación de normativa de rango superior para la implementación de los anteriores aspectos, la propuesta de revisión incluirá la identificación del alcance de dichas modificaciones normativas.

Disposición transitoria primera. *Periodo transitorio de adaptación.*

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 9 del presente real decreto, la primera subasta de capacidad de hibernación podrá contemplar un plazo de cierre temporal superior al año.
2. Asimismo, y con carácter excepcional, el servicio de disponibilidad de potencia gestionable establecido en el presente real decreto podrá resultar de aplicación para un periodo inferior al año.



Disposición transitoria segunda. *Régimen transitorio del incentivo a la inversión de los pagos por capacidad.*

1. A las instalaciones de generación que con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto tuvieran derecho a la percepción del incentivo a la inversión de los pagos por capacidad regulado en la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, les será de aplicación dicho incentivo de acuerdo a lo dispuesto en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, en las condiciones siguientes:

- La retribución anual unitaria del incentivo a la inversión a largo plazo será de 10.000 €/MW/año.

Asimismo, el periodo al que tendrán derecho a percibir la cuantía anterior será el establecido en el artículo 7 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

- Para las instalaciones en régimen ordinario que tengan derecho al incentivo a la inversión medioambiental al que hace referencia la disposición adicional segunda de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, la retribución anual unitaria será de 8.750 €/MW/año, que le será de aplicación para el mismo plazo que tenía derecho de acuerdo a lo dispuesto en dicha orden.

Disposición transitoria tercera.- Expedientes en tramitación.

La modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, *por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica* contenida en la disposición final tercera del presente real decreto no será de aplicación a aquellas instalaciones que a la entrada en vigor del mismo hubiesen iniciado el procedimiento de evaluación ambiental, los de conexión y acceso a la red o solicitado la autorización administrativa.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Queda derogado el Anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico, la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas



eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, así como cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en el presente real decreto.

Disposición Final Primera. *Título competencial.*

El presente real decreto tiene carácter básico y se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13 y 25 de la Constitución Española, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y bases del régimen minero y energético.

Disposición final segunda. *Desarrollo normativo y modificaciones del contenido de los anexos.*

Se faculta al Ministerio de Industria, Energía y Turismo para el desarrollo de este Real Decreto, así como para la modificación de sus anexos.

Disposición final tercera. *Modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*

Uno. Se modifica el artículo 59-bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, que queda redactado de la siguiente manera:

“Artículo 59 bis. Garantía económica para tramitar la solicitud de acceso a la red de transporte de instalaciones de producción.

Para las instalaciones de producción, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de transporte deberá presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado una garantía económica por una cuantía equivalente a 20 €/kW. Por orden ministerial podrá modificarse dicha cuantía, así como establecer cuantías diferenciadas por tecnología y potencia.

La presentación de este resguardo será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de conexión y acceso a la red de transporte por parte del operador del sistema.

La garantía económica será cancelada cuando el peticionario obtenga la autorización de explotación de la instalación. Asimismo, dicha garantía podrá ser cancelada cuando el peticionario aporte resoluciones administrativas o informes preceptivos desfavorables, que a juicio de la Dirección General de Política Energética y Minas hagan imposible la implantación del proyecto y que por lo tanto justifiquen que no ha desistido voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación.

Si a lo largo del procedimiento, el solicitante desiste voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación o no responde a los requerimientos de información de la Administración en el plazo de tres meses, se procederá a la ejecución de la garantía económica depositada.”



Dos. Se modifica el artículo 66-bis del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, que queda redactado de la siguiente manera:

“Artículo 66 bis. Garantía económica para tramitar la solicitud de acceso a la red de distribución de instalaciones de producción.

Para las nuevas instalaciones de producción, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de distribución deberá presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado una garantía económica por una cuantía equivalente a 20 €/kW. Por orden ministerial podrá modificarse dicha cuantía, así como establecer cuantías diferenciadas por tecnología y potencia.

Quedarán exentas de la presentación de esta garantía las instalaciones de potencia igual o inferior a 10 kW.

La presentación de esta garantía será requisito imprescindible para la iniciación de los procedimientos de conexión y acceso a la red de distribución por parte del gestor de la red de distribución.

La garantía económica será cancelada cuando el peticionario obtenga la autorización de explotación de la instalación. Asimismo, dicha garantía podrá ser cancelada cuando el peticionario aporte resoluciones administrativas o informes preceptivos desfavorables, que a juicio de la Dirección General de Política Energética y Minas hagan imposible la implantación del proyecto y que por lo tanto justifiquen que no ha desistido voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación.

Si a lo largo del procedimiento, el solicitante desiste voluntariamente de la tramitación administrativa de la instalación o no responde a los requerimientos de información de la Administración en el plazo de tres meses, se procederá a la ejecución de la garantía económica depositada.”

Tres. Se modifica el artículo 124 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, que queda redactado de la siguiente manera:

“Artículo 124 Trámites de evaluación de impacto ambiental

1. Los proyectos de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica se someterán a evaluación de impacto ambiental cuando así lo exija la legislación aplicable en esta materia.

A tales efectos, la información pública necesaria de acuerdo con la normativa anterior será llevada a cabo en la fase de autorización administrativa.

2. Para las instalaciones de producción el solicitante antes de comenzar los trámites de evaluación ambiental deberá presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas copia del resguardo de la Caja General de Depósitos de haber presentado la garantía económica a que se hace referencia en el artículo 59 bis o 66 bis, según corresponda, del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.”



Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».



ANEXO I

Criterios generales que han de regir las reglas de aplicación en las subastas para el incentivo a la inversión a largo plazo.

Las reglas de aplicación en las subastas habrán de respetar los criterios generales siguientes:

1. La convocatoria será pública y dirigida a cualquier empresa y proyecto de generación que cumpla con los requisitos establecidos.
2. La entidad responsable de la gestión de la subasta estará obligada a la realización de las acciones de promoción de la subasta que fueran necesarias, así como del seguimiento de aquellos agentes que hayan sido contactados y hayan mostrado interés en el proceso pero no hayan participado como vendedores en la misma.
3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará el proceso general de subasta desde el momento que se determine el lanzamiento de la convocatoria así como la gestión de las subastas y certificará que se desarrollan de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria. Para ello designará a dos representantes que actuarán en nombre de dicha Comisión, con plenos poderes en la función de supervisión de la subasta y que tendrán acceso completo a la información gestionada en la subasta.
4. En la información que la entidad responsable de la gestión de la subasta distribuirá a todos los sujetos que muestren interés en la fase inicial, se incluirá entre otros aspectos:
 - a) Una descripción de los productos objeto de subasta.
 - b) Una descripción del procedimiento de subasta.
 - c) Las fechas y plazos orientativos para cada una de las diferentes etapas de la subasta: precalificación, calificación y subasta.
 - d) Los requisitos de precalificación y calificación
6. Los procesos de precalificación y calificación podrán requerir la firma de compromisos de confidencialidad y no colusión.
7. En la información que la entidad responsable de la gestión de la subasta distribuirá a todos los participantes que hayan pasado el proceso de precalificación, se incluirá:
 - a) El borrador de las Reglas, para la realización de comentarios por parte de los agentes.
 - b) Los documentos y requerimientos de garantías iniciales a aportar por los participantes en el proceso de calificación.
 - c) Los documentos y requerimientos de garantías a aportar por los agentes que resulten adjudicatarios en el proceso de subasta.
 - d) Los procedimientos de auditoría y seguimiento de la evolución de los proyectos así como la información a aportar en cada hito del proyecto.
8. Se ofrecerá a los participantes precalificados la oportunidad de presentar comentarios al borrador de las reglas de la subasta y, en su caso, al del contrato marco, así como al resto de documentos en los que se establezcan los



procedimientos a seguir durante el periodo de tiempo entre la celebración de la subasta y la obtención del acta de puesta en marcha.

9. Si el número de participantes calificados se considerase insuficiente o existiesen argumentos que indicasen una insuficiente presión competitiva, la entidad responsable de la gestión de la subasta informará de este hecho a los representantes de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Secretaría de Estado de Energía, que podrá de forma razonada declarar suspendida la subasta o retrasar la celebración de la misma. La suspensión de la subasta deberá realizarse con la mayor antelación posible. Asimismo, la entidad gestora de la subasta deberá informar a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, tanto antes como durante la celebración de la subasta, sobre las condiciones de competencia en la misma.

10. Los participantes en la subasta actuarán de forma remota presentando sus ofertas telemáticamente.

11. La entidad responsable de la gestión de la subasta podrá decidir paralizar las rondas o cancelar la subasta en caso necesario y por razones justificadas.

12. Antes de que transcurra el periodo establecido reglamentariamente desde el momento de finalización de la subasta, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá validar los resultados, confirmando que el proceso de la subasta se ha desarrollado de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria.

13. Una vez validados, se publicará la información con los resultados agregados de la subasta que se determine reglamentariamente. Los datos relativos al desarrollo de la subasta se mantendrán confidenciales.

14. Con posterioridad al cierre de la subasta, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia elaborará un informe sobre el desarrollo de la misma con el fin de identificar posibles mejoras a considerar en sesiones futuras. Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia realizará los pertinentes informes de seguimiento de los proyectos que resulten adjudicatarios.



ANEXO II

Potencia bruta y neta de las instalaciones de generación.

1. A todos los efectos, la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación de energía eléctrica se expresará en MW con un decimal y se definirá, dependiendo de la tecnología utilizada, de la siguiente forma:
 - a) La potencia neta de cada grupo térmico, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en marcha continuada durante al menos cien horas y referida a los bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio y que existe en el parque correspondiente una cantidad de combustible suficiente y con la calidad habitual.

En aquellos sistemas eléctricos aislados, en los cuales no se pueda llevar a cabo la prueba definida en este apartado sin que se vea comprometida la seguridad de suministro, la potencia neta se definirá a partir de la prueba de fiabilidad del grupo.

La circunstancia de que la seguridad de suministro pueda verse afectada por la realización de la prueba de potencia neta será declarada por el operador del sistema

La prueba de fiabilidad consistirá en mantener a al grupo térmico a una carga cercana a la nominal durante al menos 100 horas, según las instrucciones dadas por el operador del sistema, con el objetivo de verificar la fiabilidad de las prestaciones del grupo en una operación ininterrumpida en las condiciones de explotación propias de estos sistemas.

- b) La potencia neta de cada grupo hidráulico convencional o mixto, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en servicio de forma continuada durante al menos quince horas y referida a los bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio y siendo óptimas las condiciones de caudal y altura del salto.
 - c) La potencia neta de cada grupo de bombeo puro, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en servicio de forma continuada durante al menos dos horas y referida a los bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio.
 - d) La potencia neta de cada grupo de tecnología solar termoeléctrica, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en marcha continuada durante al menos cuatro horas, siempre referida a los bornes del generador del



grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio.

e)

2. La potencia neta a la que se hace referencia en los párrafos anteriores deberá calcularse de acuerdo al siguiente protocolo genérico:

a) Comunicación al operador del sistema de la prueba a realizar.

b) Confirmación de la disponibilidad de combustible o agua, según corresponda.

c) Señalamiento con fecha y hora del comienzo y fin de la prueba.

d) Comprobación de la lectura de los contadores de energía del grupo en el inicio de la prueba y posterior sellado de las cajas de los contadores. A este respecto, la central deberá disponer de todos aquellos equipos de medida que sean necesarios para obtener los valores indicados en el apartado 2.g). De no ser así, los equipos deberán instalarse con anterioridad a la realización de la prueba de potencia, incluso en el caso de cogeneraciones que funcionen con régimen de excedentes.

e) Comprobación de la lectura de los contadores de energía del grupo al final de la prueba.

f) Comprobación de los datos más característicos de funcionamiento de la caldera a fin de determinar que no se sobrepasan las especificaciones del fabricante.

g) Dedución por diferencia de lecturas de los siguientes valores:

- Energía generada por el grupo, medida en bornes del mismo (E1).
- Energía generada por el grupo medida después del transformador del grupo o en barras de central (E2).
- Otros flujos de energía internos o entrantes a la central con destino a los consumos propios de la instalación (E3).

h) Obtención de la potencia bruta media durante la prueba (E1), los consumos auxiliares y pérdidas de transformación (E1-E2+E3), y la potencia neta del grupo (bien directamente, si se dispone de equipo de medida específico (E2), bien por combinación de las anteriores.

g) En el caso de grupos hidráulicos, una vez determinada la potencia bruta y neta partiendo de las condiciones del salto y caudal hidráulico durante la prueba de funcionamiento, se calculará la máxima potencia bruta y neta que se podría obtener en condiciones óptimas de caudal y salto. Esta extrapolación a condiciones óptimas de salto y caudal se deberá realizar



empleando la curva de rendimiento de turbina certificada por el fabricante o confeccionada por un organismo de control.

3. Las pruebas de potencia neta serán realizadas por entidades acreditadas por la administración.
4. La Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobará la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación, que comunicará al operador del mercado, al operador del sistema, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, a los titulares de las instalaciones y, en su caso, a la Comunidad Autónoma competente de la instalación.

En aquellos sistemas en los que la potencia neta se obtenga a partir de las pruebas de fiabilidad, el operador del sistema, en función del resultado de las pruebas, propondrá al órgano competente la potencia bruta y neta a aprobar.

5. La Dirección General de Política Energética y Minas tomará razón en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica los valores de potencia bruta y neta aprobados para cada instalación en la inscripción que corresponda, y, en el caso de aquellas instalaciones inscritas en registros de competencia autonómica, dará traslado al órgano competente de la Comunidad Autónoma para su inscripción.



ANEXO III

Metodología aplicada para el cálculo de la retribución anual térmica

1. La retribución anual térmica del año siguiente se calculará como el producto de una estimación del coste de oportunidad de la disponibilidad de la tecnología marginal, considerando como ésta el ciclo combinado, por la potencia gestionable de respaldo requerida por el sistema.

2. La potencia gestionable de respaldo requerida por el sistema será estimada por el operador del sistema y remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con una antelación de siete meses respecto al comienzo del año correspondiente. Para ello, se tendrá en cuenta el máximo hueco térmico registrado en los últimos tres años.

En el cálculo de este hueco térmico se considerará exclusivamente la producción de las tecnologías térmicas habilitadas para percibir este incentivo y la potencia interrumpible efectivamente aplicada. A este valor se deducirá la potencia máxima del servicio de interrumpibilidad prevista para el año que se calcula.

3. El coste de oportunidad de la disponibilidad se estimará a partir del coste fijo de explotación no recuperado, determinándose éste como la diferencia entre los costes fijos de explotación y los sobreingresos medios obtenidos por las centrales de ciclo combinado en los diferentes segmentos de mercado eléctrico durante el período de dos años completos previos al momento del cálculo.

El valor del citado coste de oportunidad y los valores de los parámetros utilizados en su cálculo de acuerdo a lo dispuesto en el presente anexo, serán propuestos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y aprobados por la Secretaría de Estado de Energía.

4. Los costes fijos de explotación incluirán el término fijo de peaje de gas, así como una estimación de los costes de operación y mantenimiento fijos, expresados en euros por MW y año, de acuerdo a lo siguiente:

- Para el término fijo del peaje de conducción se considerará la combinación de peajes anual y mensual que optimiza la facturación correspondiente a los consumos diarios de gas para generación eléctrica peninsular registrado en el último año, considerando el peaje 1.3.

- Los términos fijos de los peajes de regasificación y reserva de capacidad se estimarán utilizando la relación registrada en el último año en el sistema peninsular entre el nivel de capacidad contratada y el volumen anual consumido de gas.

Al término de regasificación se le aplicará un coeficiente de peso de gas licuado frente al gas total correspondiente a las entradas del último año.

- Para determinar el valor del peaje fijo unitario en euros por MW y año, el importe de los peajes calculado se dividirá entre la potencia de ciclos combinados que se necesitaría utilizar el día de mayor consumo de gas eléctrico del último año, de acuerdo a la máxima producción horaria de ciclos combinados registrada ese día



5. Los sobreingresos medios de cada año considerado se determinarán haciendo una media de los ingresos obtenidos por las centrales de ciclo combinado en el mercado de producción de electricidad, con respecto a su valoración a precio del mercado diario.

Para cada central de ciclo combinado, su sobreingreso se calculará de la siguiente forma:

$$\text{sobreingreso} = \text{sobreingresos SSAA} + \text{sobreingresos RRTT} + \text{sobreingresos intrad}$$

Donde:

- **Sobreingresos SSAA:** Es la diferencia, expresada en euros por MW y año, entre el importe correspondiente a los segmentos de servicios de ajuste de reserva de potencia a subir, banda de secundaria, energía terciaria, y gestión de desvíos con respecto a su valoración al precio horario del mercado diario en el período anual de estudio considerado.

$$\text{sobreingresos SSAA} = \frac{\text{Importe_SSAA} - \sum \text{Energía_SSAAh} * \text{PMD}_h}{\text{Energía_producida}} * \text{horas_equiv_func}$$

Donde

- **Importe_SSAA** es el importe en euros correspondiente a las ventas y compras efectuadas por la central de ciclo combinado en los servicios de ajuste considerados durante el período anual de estudio.
- **Energía_SSAAh** es la energía en MWh vendida o comprada por la central de ciclo combinado en la hora h en los servicios de ajuste. Su valor será nulo para los segmentos de banda de secundaria y de reserva de potencia a subir.
- **PMDh** es el precio del mercado diario en la hora h en euros/MWh.
- **Energía producida** es la producción total en MWh de la central de ciclo combinado en el período anual de estudio.
- **horas_equiv_func** son las horas equivalentes anuales de funcionamiento definidas de la siguiente forma:

$$\text{horas_equiv_func} = \frac{\text{energía_producida}}{\text{pot_neta}}$$

Siendo **pot_neta** la potencia neta en MW de la central de ciclo combinado.

- **Sobreingresos RRTT** es la diferencia, expresada por MW y año, entre el importe obtenido por la central de ciclo combinado en los segmentos de restricciones técnicas al PDBF, restricciones al programa intradiario y restricciones en tiempo real con respecto a su valoración al precio horario del mercado diario.

$$\text{sobreingresos RRTT} = \frac{\text{Importe_RRTT} - \sum \text{Energía}_{\text{RRTT}h} * \text{PMD}_h}{\text{Energía_producida}} * \text{horas_equiv_func}$$



Donde

- **Importe_RRTT** es el importe en euros correspondiente a las ventas y compras efectuadas por la central de ciclo combinado en los segmentos de restricciones técnicas en el período anual de estudio considerado.
- **Energía_RRTTh** es la energía en MWh vendida o comprada por la central de ciclo combinado en la hora h en los segmentos de restricciones técnicas.
- **Sobreingresos Intradiarios:** es la diferencia, expresada en euros por MW y año, entre el importe obtenido en los mercados intradiarios con respecto a su valoración al precio horario del mercado diario.

$$\text{sobreingresos Intrad} = \frac{\text{Importe_Intrad} - \sum \text{Energía}_{\text{Intrad}_h} * \text{PMD}_h}{\text{Energía_producida}} * \text{horas_equiv_func}$$

Donde

- **Importe_intrad** es el importe en euros correspondiente a las ventas y compras efectuadas por la central de ciclo combinado en los mercados intradiarios en el período anual de estudio considerado.
 - **Energía_intradh** es la energía en MWh vendida o comprada por la central de ciclo combinado en la hora h en los mercados intradiarios.
5. Cuando exista una diferencia entre el precio de mercado y el coste variable de generación del ciclo combinado superior a un 20%, se incluirá en el cálculo del sobreingreso un componente que tenga en cuenta la diferencia entre la energía producida valorada a precio de mercado diario y el coste variable de generación estimado a partir de una referencia de coste de gas:

$$\text{Producción valorada a PMD} = \frac{\sum \text{Energía}_{\text{productada}_h} * \text{PMD}_h}{\text{Energía_producida}} * \text{horas_equiv_func}$$

Donde:

- **Producción valorada a PMD:** importe, expresado en euros por MW y año, de la energía producida por la central de ciclo combinado multiplicada por el precio horario del mercado diario.
- **Energía_producidah** es la energía producida por la central de ciclo combinado en MWh en la hora h.

El coste variable estimado será el importe, expresado en euros por MW y año, del coste variable de generación, teniendo en cuenta:

- El coste de combustible, , un rendimiento tipo, el peaje variable de gas, el coste correspondiente a los derechos de emisión de acuerdo a su cotización en mercados, así como los costes de peajes de acceso de generación y un coste adicional de mantenimiento por horas equivalentes de funcionamiento.



ANEXO IV

CÁLCULO DEL ÍNDICE DE COBERTURA SEMANAL

Para el cálculo de los índices de cobertura de cada semana i se utilizarán las variables que se establecen a continuación

- *Máxima demanda semanal prevista ($MaxDem_i$):* valor máximo de demanda horaria en barras de central en la semana i . Dicho valor se obtendrá de la previsión calculada por Red Eléctrica de España, S.A. como operador del sistema para los doce meses siguientes al mes en que se calcula el índice de cobertura. Se considerará un crecimiento interanual igual al observado en los doce meses inmediatamente anteriores al momento de cálculo.
- *Potencia térmica instalada de instalaciones de potencia superior a 50 MW ($P_{RO_ter_inst}$):* suma de la potencia neta instalada aprobada de las unidades térmicas de generación de potencia superior a 50 MW en operación efectiva el último día del mes anterior al que se calcula el índice de cobertura
- *Potencia térmica indisponible comunicada de instalaciones de potencia superior a 50 MW ($P_{RO_ter_indisp_com}$):* para cada semana se calcula como el valor máximo de potencia indisponible comunicada por parte de las empresas propietarias de este conjunto de unidades de generación.
- *Potencia térmica indisponible por fallo de instalaciones de potencia superior a 50 MW ($P_{RO_ter_indisp_fallo}$):* valor con una probabilidad de ser superado del 50% obtenido de la función de distribución de potencia térmica fallada construida a partir del escenario de generación disponible previsto y de los valores de tasa media de fallo en últimos cinco años de cada unidad de generación.
- *Potencia hidráulica disponible de instalaciones de potencia superior a 50 MW ($P_{RO_hid1_disp}$):* valor de potencia hidráulica diaria de cuatro horas correspondiente al mes en que se sitúan la mayoría de días de la semana i que ha sido superado en el 95% de las ocasiones durante los últimos cinco años
- *Unidades de generación reversibles de potencia superior a 50 MW o de bombeo (P_{hid3_disp}):* suma del producto de potencia neta instalada aprobada, reducida en el valor de potencia indisponible programada prevista por mantenimiento, y el factor de disponibilidad de cada unidad perteneciente a este conjunto de unidades de generación calculado como complemento a la unidad de la tasa media de fallo fortuito en los últimos cinco años.
- *Potencia disponible en unidades que utilizan fuentes de energía primaria no gestionables ($P_{RE_no_gest}$):*
 - *Unidades Hidráulicas:* producto de la suma de potencias netas instaladas en unidades de potencia igual o inferior a 50 MW y el factor de utilización mensual correspondiente a una probabilidad histórica de ser superado del 95%.



- *Unidades eólicas*: producto de la suma de potencias netas instaladas recogida en los Registros Administrativos de Unidades de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial y el factor de utilización mensual correspondiente a una probabilidad histórica de ser superado del 95%.
- *Unidades solares*: producto de la suma de potencias netas instaladas recogida en los Registros Administrativos de Unidades de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial y el factor de utilización mensual correspondiente a su tecnología recogido en la siguiente tabla:

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Octub.	Nov.	Dic.
Fotovoltaica	0	0	0	0,08	0,09	0,15	0,16	0,12	0,09	0,06	0	0
Termoeléctrica sin almacenamiento	0	0	0	0,10	0,12	0,17	0,18	0,14	0,10	0,07	0	0
Termoeléctrica con almacenamiento	0,28	0,34	0,38	0,40	0,40	0,47	0,47	0,47	0,48	0,39	0,34	0,27

- *Potencia disponible en instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW con fuentes primarias gestionables (P_RE_gest_i)*:
 - *Cogeneración*: producto de la potencia neta instalada y el factor de utilización mensual observado en los doce meses anteriores al de cálculo del índice de cobertura.
 - *Biomasa, residuos y tratamiento de residuos*: producto de la potencia neta instalada y valor medio mensual del factor de utilización de los tres años anteriores.

La potencia disponible para cada semana i Pot_disp_i se calcula como

$$Pot_disp_i = P_RO_ter_inst - P_RO_ter_indisp_com - P_RO_ter_indisp_fallo_i + P_RO_hid1_disp_i + Phid2_disp_i + Phid3_disp_i + P_RE_no_gest_i + P_RE_gest_i$$

El índice de cobertura para cada semana i (IC_i) se calcula según la expresión

$$IC_i = (Pot_disp_i) / MaxDem_i$$

El índice de cobertura anual se establece igual al valor medio ponderado por el valor de la demanda máxima semanal de los índices de cobertura de cada una de las semanas que componen el horizonte anual móvil futuro.

$$IC_{anual} = (\sum_i MaxDem_i \times IC_i) / \sum_i MaxDem_i$$



ANEXO V PROCEDIMIENTO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS.

Primero. Unidades de programación.

A los efectos de la resolución de restricciones, se entenderá por unidad de venta cada una de las unidades utilizadas para representar la programación de las transacciones realizadas en el mercado de producción por los agentes habilitados a vender en el mercado diario de producción.

Igualmente, se entenderá por unidad de adquisición cada una de las unidades utilizadas para representar la programación de las transacciones realizadas en el mercado de producción por los agentes habilitados a comprar en el mercado diario de producción.

Segundo. Fases del proceso de resolución de las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento.

El proceso de resolución de las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento constará de dos fases diferenciadas:

1. Primera fase.

En la primera fase, el operador del sistema determinará las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del programa diario base de funcionamiento, estableciendo las modificaciones del programa necesarias para resolver las restricciones detectadas, así como las limitaciones que afecten a las unidades programadas de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema correspondientes, sin llegar a realizar las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda que corresponde a la segunda fase del proceso. En el caso de identificarse restricciones en la evacuación de la producción, el operador del sistema establecerá preferentemente un sistema de limitaciones por zona, o un conjunto de unidades de programación.

2. Segunda fase.

En la segunda fase, el operador del sistema realizará las modificaciones de programa necesarias para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, respetando, en todo caso, las limitaciones que haya establecido, de acuerdo con los procedimientos de operación del sistema.

Tercero. Unidades que participan en el proceso de resolución de las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento.

En la primera fase del proceso definida en el apartado anterior, participarán todas las unidades de venta, excepto las que representen importaciones de países no pertenecientes a la Unión Europea. Entre las unidades de adquisición, únicamente



participarán en esta fase las correspondientes a unidades de bombeo y, cuando no existan otros medios para resolver las restricciones en el sistema de producción español o exista riesgo cierto para el suministro nacional, las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

En la segunda fase del proceso participarán las unidades de venta, excepto las que representen importaciones de energía a través de interconexiones para las que esté establecido un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio y las unidades de adquisición correspondientes a unidades de bombeo.

Cuarto. Ofertas para el proceso de resolución de restricciones.

Las ofertas para el proceso de resolución de restricciones serán las siguientes:

1. Ofertas de venta de energía.

Los sujetos titulares de unidades que participan en la primera o segunda fase del proceso de resolución de restricciones conforme al apartado tercero podrán presentar ofertas para aumentar o reducir la energía programada de aquellas, según sean unidades de venta o adquisición, respectivamente, excepto las que representen importaciones de energía a través de interconexiones en las que esté establecido un sistema coordinado de gestión de la capacidad de intercambio.

Estarán obligados a presentar ofertas de venta los sujetos obligados a presentar ofertas al mercado diario conforme al artículo 7 del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, y los titulares de unidades de adquisición de bombeo respecto de la energía asignada a ellas en el programa diario base de funcionamiento.

Con carácter general, dichas ofertas serán ofertas simples en el sentido definido para las ofertas correspondientes al mercado diario.

No obstante lo anterior, las unidades de producción que representan centrales térmicas podrán presentar ofertas complejas cuando no hubiesen resultado despachadas en el programa diario base de funcionamiento. Dichas ofertas complejas constarán de cuatro términos:

- a. ingresos por mantener acoplada la unidad durante una hora.
- b. ingresos por unidad de energía producida.
- c. ingresos por arranque frío.
- d. ingresos por arranque caliente.



A estos efectos, se entenderá por arranque caliente el realizado en menos de cinco horas después de la última hora con programa asignado, y se considerará arranque frío cualquier arranque que no cumpla tal condición. Igualmente, se entenderá que una unidad permanece acoplada cuando su producción es superior a cero en dicha hora.

Las ofertas de venta aquí referidas serán presentadas al operador del sistema, una vez conocido el resultado del mercado diario y antes de conocerse las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del programa diario base de funcionamiento.

2. Ofertas de compra de energía.

Los sujetos titulares de unidades que participan en la segunda fase del proceso de resolución de restricciones conforme al apartado tercero estarán obligados a presentar al operador del sistema ofertas para la disminución de la energía programada en sus unidades de venta. Los mismos sujetos podrán presentar, respecto de sus unidades de adquisición de bombeo, ofertas para el aumento de la energía programada.

Dichas ofertas serán ofertas simples en el sentido definido para las ofertas correspondientes al mercado diario y se presentarán una vez conocido el resultado del mercado diario y antes de conocerse las restricciones técnicas que pudieran afectar a la ejecución del programa diario base de funcionamiento.

Quinto. Primera fase del proceso de resolución de las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento: modificaciones por criterios de seguridad.

1. El operador del sistema determinará las modificaciones que deben realizarse sobre el programa diario base de funcionamiento estrictamente necesarias para cumplir los criterios de seguridad establecidos en los procedimientos de operación del sistema. En el caso de que existan varias alternativas de modificación técnicamente equivalentes, se adoptará la de menor coste para el sistema.

2. Las disminuciones de energía, tanto vendida como adquirida, respecto al programa diario base de funcionamiento se considerarán anulaciones del programa correspondiente, y no se generará ningún derecho de cobro u obligación de pago por dicha energía. En el caso de transacciones realizadas en el mercado diario, quedarán sin efecto los derechos de cobro o las obligaciones de pago correspondientes a esta energía, y se estará a lo dispuesto entre las partes en los contratos bilaterales físicos. En el caso de que haya varias unidades cuya disminución tenga idéntico efecto sobre el sistema, se prorrateará la energía que deba bajarse entre todas ellas. En este último caso, no se considerarán las unidades que, al disponer de sistemas de reducción de carga en tiempo real, contribuyan a resolver la restricción técnica, por una energía equivalente a la citada contribución.



Sexto. Cálculo de la retribución del servicio aplicable a la primera fase del proceso de resolución de las restricciones técnicas en régimen de competencia.

1. Los aumentos de energía programada, y realmente producida, sobre el programa diario base de funcionamiento, serán retribuidos al precio de las ofertas presentadas expresamente para este servicio conforme a lo dispuesto en el apartado cuarto.

2. En el caso de utilización de ofertas complejas conforme a lo dispuesto en el apartado cuarto.1, se considerará como ingreso por la resolución de restricciones, siempre que efectivamente se produzca la entrega de la energía programada, el importe que resulte inferior entre los valores que a continuación se definen:

- a. El resultante de aplicar la oferta compleja al programa asignado por restricciones.
- b. El resultante de aplicar la oferta compleja al programa horario final de la unidad y deducir de él los ingresos obtenidos por la unidad en los mercados intradiarios en que haya participado. A estos efectos, no se considerarán los arranques que no se hayan efectivamente producido.

Séptimo. Cálculo de la retribución del servicio aplicable a la primera fase del proceso de resolución de las restricciones técnicas en régimen de monopolio.

1. En el caso de centrales térmicas convencionales, la retribución se calculará de acuerdo al presente apartado considerando un valor asociado a la prestación del servicio reflejando la necesidad para el sistema de programar la central y un componente que refleja el coste de la energía despachada. Estos valores serán calculados y revisados para cada trimestre por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con la información obtenida en su función de supervisión del mercado y de acuerdo a los siguientes parámetros:

$$P_t = P_{t1} + P_{t2}$$

Donde: P es un precio en €/MWh a aplicar a la energía despachada.

El parámetro P_{t1} se calculará considerando el coste del arranque, retribuido de forma sistemática sólo si efectivamente tiene lugar dicho arranque, así como los demás costes asociados a la necesidad de completar programa en mercados posteriores.

El parámetro P_{t2} se retribuirá de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P_{t2} = \frac{(P_{comb} + P_{trans} + P_{CO2})}{\eta} + P_{OyM}$$

Donde:



- P_{comb} es el precio de cotización de la materia prima correspondiente a cada tecnología.

a) En el caso del carbón y de fuel-gas se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PR_{ip} = \frac{P_p}{(C_{s\text{€}} * P_{ci} * F_c)}$$

Donde:

- P_p : Precios del producto por tipo de combustible tomando como referencia los siguientes índices y cotizaciones, expresados en \$/tn dependiendo del tipo de combustible:

Para la hulla importada, será igual al precio medio forward del API#2 publicado por el Coal Daily de Energy Argus y se calculará como la media aritmética de las cotizaciones diarias de los últimos veinte días disponibles previos a su fijación para el periodo inmediatamente posterior.

Para el Fuel Oil 1 por ciento, será igual a la media aritmética de las cotizaciones altas de Fuel Oil 1 por ciento en el mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera) publicada en el Platts European Marketscan y se calculará como la media de las cotizaciones mensuales, correspondientes al periodo inmediatamente anterior.

- $C_{\text{€}}$: Cambio del dólar frente al euro (en \$/€). Para la conversión de dólares USA a euros se tomará la media de los tipos de cambio diarios dólar USA-euro publicada por el Banco Central Europeo y correspondiente al periodo de cálculo del precio del combustible. Si en alguno de los días del periodo de aplicación de precio, el ratio de conversión del USD/EUR no estuviera disponible, entonces, se utilizaría la tasa de conversión USD/EUR del último día laborable.

- P_{ci} : Poder calorífico inferior del combustible utilizado valorado en te/t. Los valores del poder calorífico inferior del combustible utilizado por un grupo i , serán los siguientes:

	Pci (te/t)
Carbón	6.000
Fuel Oil	9.750

- F_c : $1,163 \times 10^{-3}$ MWh/te.

b) En el caso del carbón nacional se tomará como referencia el considerado en la aplicación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro



establecido en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

- c) En el caso de los ciclos combinados se tomará como referencia el precio del mercado spot del Reino Unido para el NBP.
- P_{trans} es el coste de transporte de la materia prima que se fijará para cada tecnología
 - P_{CO2} es el precio de cotización del derecho de emisión de CO2, que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$P_{iCO2} = P_{CO2} * FE$$

Donde:

P_{CO2} : son los precios medios de la tonelada equivalente de CO2 en los períodos, comprendidos en cada trimestre del año para los que se determina el precio P_{iCO2} .

Se calcularán como la media del precio al contado de cada uno de los días del período correspondiente de la tonelada equivalente de CO2 en el mercado de ECX (European Climate Exchange) (en €/tCO2). Los días de negociación se considerará el precio de cierre del mercado, y el resto de los días se considerará el precio de cierre del último día de negociación anterior.

FE_i : es el factor de emisión de una instalación expresado en toneladas equivalentes de CO2 por megavatio hora. Los factores de emisión de cada instalación se determinarán utilizando los datos de emisiones notificados por las mismas en el ámbito de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

- η es el rendimiento medio de cada tecnología:

	Re_i (%)
Carbón	37,5
Ciclo combinado	50
Fuel Oil	33

- P_{OyM} es el coste medio estimado de operación y mantenimiento para cada tecnología, que será un valor fijo por tecnología actualizado anualmente.
2. En el caso de centrales hidráulicas convencionales se tendrá en cuenta el coste de oportunidad de reservar la producción para un momento posterior en el que el



precio del mercado pueda ser superior, y el coste de la tecnología a la que sustituyan, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P = A * (PMD_h + B * (P_{fut} - PMD))$$

Donde:

P es el precio en €/MWh a aplicar a la energía despachada,

PMD_h es el precio marginal horario del mercado diario,

P_{fut} es la cotización de los contratos a futuro en OMIP para el mes siguiente,

PMD es el precio medio del mercado diario en la semana anterior,

B variable que toma el valor 2 si $P_{fut} > 1,2 * PMD$, 1 si $1,2 * PMD > P_{fut} > PMD$ y 0 en otro caso, y

A variable que será fijada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

3. En el caso de centrales hidráulicas de bombeo el coste tendrá en cuenta la reposición del agua gastada utilizando referencias de precios históricos de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P = A * \left(\frac{PMD_{1-8}}{0,7} \right)$$

Donde:

P es el precio en €/MWh a aplicar a la energía despachada,

PMD_{1-8} es el precio medio del mercado diario en las horas 1 a 8 de la semana anterior al de despacho,

A variable que será fijada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

4. En el caso de centrales de régimen especial, únicamente podrán participar en el proceso de restricciones las instalaciones que sean gestionables no renovables. En este caso, el precio de referencia para estas instalaciones será el precio horario marginal del mercado diario al que se añadirá una 20% con el fin de cubrir el coste de arranque.

Octavo. Segunda fase del proceso de resolución de las restricciones técnicas al programa diario base de funcionamiento: reequilibrio de producción y demanda.



1. Tras realizar las modificaciones de programa descritas en el apartado anterior, el operador del sistema anulará el programa de generación correspondiente a contratos bilaterales cuya demanda haya sido reducida en la primera fase.
2. Una vez realizada la operación descrita en el apartado anterior, el operador del sistema determinará las modificaciones que deban realizarse sobre el programa diario base de funcionamiento para obtener un programa equilibrado en generación y demanda, tras la inclusión de las modificaciones establecidas en la primera fase descritas en el apartado quinto, con el criterio de que estas modificaciones se realicen al menor coste.
3. En el caso de ser necesario resolver en esta fase un exceso de demanda, el operador del sistema determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a las ofertas específicas de venta recibidas.
4. En el caso de ser necesario resolver en esta fase un exceso de generación, el operador del sistema determinará las unidades que verán modificado su programa conforme a las ofertas específicas de compra recibidas.
5. Las unidades cuyo programa resulte modificado en esta fase devengarán un derecho de cobro o una obligación de pago, según proceda, al precio de la correspondiente oferta presentada y efectivamente asignada.
6. Sin perjuicio de lo dispuesto en los apartados anteriores, el operador del sistema valorará la integración de las ofertas por cada una de las citadas modificaciones de programa en el primer mercado intradiario que se celebre con posterioridad, percibiendo cada una de ellas el precio de dicho mercado.

Noveno. Asignación y liquidación de los costes derivados del proceso.

La liquidación de los costes derivados del proceso se realizará por el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en los apartados quinto y sexto.

Los costes debidos a las modificaciones de programa realizadas en el proceso de resolución de restricciones técnicas serán sufragados por los titulares de unidades de adquisición, en proporción a sus desvíos medidos en el período de programación correspondiente respecto al programa previsto.

Quedan exceptuadas de esta asignación de costes las unidades de adquisición de bombeo y las unidades de adquisición cuyo destino sea el suministro fuera del sistema eléctrico español.

Décimo. Supervisión.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ejercicio de sus funciones de supervisión, podrá solicitar la información que considere necesaria para la aplicación de lo dispuesto en el presente Anexo, adoptando las medidas oportunas para ello.



Undécimo. Restricciones en el mercado intradiario.

Las restricciones técnicas que se originen como consecuencia de la casación en el mercado intradiario serán resueltas por el operador del sistema seleccionando la retirada de la casación del conjunto de ofertas que resuelvan las restricciones identificadas y de aquellas otras ofertas adicionales necesarias para el reequilibrio de la producción y la demanda, en ambos casos sobre la base del orden de precedencia económica del mercado intradiario comunicada por el operador del mercado.

Ducodécimo. Otras restricciones.

Las restricciones e incidencias técnicas que se produzcan tras el cierre del mercado intradiario se resolverán en los términos establecidos para dichas situaciones en los correspondientes procedimientos de operación del sistema.

Los procedimientos de operación del sistema podrán, igualmente, establecer cuantas normas de carácter técnico e instrumental sean necesarias para la ejecución de lo dispuesto en este anexo.



MEMORIA DEL ANÁLISIS DE IMPACTO NORMATIVO DEL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE ESTABLECEN LOS MECANISMOS DE CAPACIDAD E HIBERNACIÓN

A) OPORTUNIDAD DE LA PROPUESTA

1. NECESIDAD Y OPORTUNIDAD DE LA NORMA PROYECTADA.

La situación actual del mercado eléctrico, se caracteriza por una alta penetración de producción eléctrica a partir de fuentes renovables, que a cierre de año 2012, representaban el 46 % de la potencia total peninsular, dos puntos más que el año anterior así como por el bajo nivel de interconexión con Europa.

Adicionalmente se han producido una contracción de la demanda más acusada de lo previsto, por efecto de la reducción de la actividad económica y la afeción de la crisis económica sobre las economías domésticas. Así, la demanda eléctrica nacional alcanzó en el 2012 los 266.849 GWh, un 1,4% inferior a la del 2011, lo que sitúa el descenso acumulado en los últimos cuatro años en un 5,1%. Por lo que respecta a la demanda eléctrica peninsular, se situó en 251.710 GWh, lo que supone un descenso del 1,5% respecto al 2011, resultado de una caída continuada a lo largo de todos los meses del año. Corregidos los efectos de la laboralidad y la temperatura, el descenso fue del 2%.

Esto, unido a la importante incorporación de ciclos combinados que iniciaron su tramitación en un periodo en el que se preveía un crecimiento continuado de la demanda, y la reducida capacidad de interconexión con el resto de Europa característica de España, ha conducido a la existencia en la actualidad de un exceso de capacidad de generación eléctrica.

Resulta característico de un sistema con una alta participación de energías renovables como el español, que las centrales marginales tiendan a presentar un funcionamiento reducido orientado básicamente a ser back-up de las tecnologías renovables, lo que, como se ha dicho, podría dificultar la recuperación de sus costes fijos, y en consecuencia, desincentivar las nuevas inversiones en capacidad que se precisen en el futuro.

Cabe asimismo indicar que la regulación española no permite en la actualidad la hibernación temporal de las centrales de generación, a diferencia de lo que ocurre en otros países europeos. Esta "barrera a la salida" ha contribuido a que el propio mercado no haya podido ajustar el exceso de capacidad que presenta actualmente el sector



eléctrico, y a que, en consecuencia, algunos ciclos combinados se mantengan operativos, posiblemente sin recuperar la totalidad de sus costes fijos de explotación.

En el presente real decreto se desarrollan diversos mecanismos que pretenden adaptar la situación de las instalaciones de producción al contexto actual del mercado eléctrico.

Los mecanismos de capacidad son un instrumento utilizado para incentivar la inversión y la disponibilidad de generación para cubrir la demanda en horas de punta del sistema a precios razonables. El mecanismo actualmente existente incluye dos tipos de servicio: el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo regulado en la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, que tiene por objeto retribuir la inversión en nueva capacidad, necesaria para asegurar la cobertura de la demanda en el largo plazo y el servicio de disponibilidad a medio plazo desarrollado mediante la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007.

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, revisó, con carácter excepcional para el año 2012, las retribuciones del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo. La reciente aprobación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico ha supuesto la modificación del incentivo a la inversión, ampliando la reducción de dicho incentivo, fijándolo en 10.000 €/MW/año, acompañando esta medida de un alargamiento en el plazo que resta para su percepción a aquellas instalaciones con derecho al cobro a la entrada en vigor del presente real decreto-ley, acorde al contexto actual en el que la demanda de energía eléctrica experimenta una intensa reducción y en donde existe un mínimo riesgo de déficit de capacidad instalada.

Asimismo, en el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, se suprime la aplicación del mencionado incentivo para las nuevas instalaciones de producción, salvo para aquellas que obtuvieran el acta de puesta en servicio definitiva con anterioridad al 1 de enero de 2016, al objeto de cubrir aquellas instalaciones cuya ejecución se hubiera iniciado.

En la disposición adicional segunda de la mencionada Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, se establece el mandato a la Comisión Nacional de Energía de elaborar una propuesta de pagos por capacidad en el plazo de seis meses a remitir al Ministro de Industria, Energía y Turismo.

La Comisión Nacional de Energía aprobó en su Consejo de Administración de 5 de diciembre de 2012 la "Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro", que fue remitida al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.



En dicho informe se recogen propuestas relativas a un nuevo mecanismo de pagos por capacidad, definido como servicio de garantía de suministro, manteniendo la diferenciación entre dos incentivos. Por un lado, el incentivo a la inversión a largo plazo que permita para asegurar la entrada de nueva potencia firme cuando los mercados de producción de energía eléctrica no hayan dado las señales necesarias para atraer dicha inversión, y, por otro lado, el incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable, con el fin de asegurar en el medio plazo la puesta a disposición del sistema la suficiente potencia firme y flexible capaz de proveer, con un elevado nivel de confianza, la mayor variación de energía gestionable requerida para hacer frente a variaciones de la demanda y a las variaciones del régimen especial no gestionable.

Además de ello, se valora la necesidad de contemplar en la normativa sectorial la posibilidad de hibernación de las centrales, entendida como el cierre temporal de las mismas que permita su puesta en funcionamiento en un momento posterior, siempre que la seguridad de suministro no se vea afectada.

En la presente norma se desarrollan tanto el procedimiento necesario que permita la hibernación como la regulación de los mecanismos de capacidad a corto y largo plazo.

En cuanto al incentivo a la inversión para las instalaciones existentes, teniendo en cuenta la actual situación de exceso de capacidad y el contexto de adopción de medidas para la resolución del déficit del sector eléctrico, así como la implantación de la posibilidad de acceder al mecanismo de hibernación, se modifica la norma en vigor.

No obstante, para las centrales que actualmente están percibiendo este incentivo a la inversión, se propone el mantenimiento del mecanismo establecido, dando así estabilidad y continuidad a la retribución de las inversiones ya realizadas, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, anteriormente mencionado.

Si bien no se aprecia que vaya a registrarse en España la necesidad de incorporación de nueva capacidad de generación para cumplir con los criterios de garantía de suministro en los próximos años, se considera adecuado establecer las bases del mecanismo que permitirá atraer esa inversión cuando resulte necesaria en el largo plazo, en el caso de que el mercado no de las señales suficientes para ello. Por ello, para las nuevas instalaciones se establece como novedad un mecanismo de subasta que será implementado en el caso de que el operador del sistema detectara un déficit en la cobertura de la demanda en el largo plazo en función de la metodología de cálculo de índice de cobertura que debe aprobarse para ello, de acuerdo a los criterios que se establecen en este real decreto.

Respecto al incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable se establece su retribución mediante un pago en función del coste de oportunidad de la disponibilidad



de la tecnología marginal más eficiente, entendiendo ésta como el ciclo combinado en la actualidad. Para ello, se fijaría su importe anual, a repartir entre la potencia disponible, calculado en función de la potencia gestionable térmica necesaria para el sistema y del coste de oportunidad de la disponibilidad del ciclo combinado. Mediante la aplicación de este mecanismo, el coste anual de este incentivo se ajusta a las necesidades del sistema, independientemente del exceso de capacidad existente en un momento dado. Adicionalmente, este importe se ajusta anualmente en función de los costes de oportunidad de disponibilidad de los ciclos combinados en función de la evolución del mercado, de tal forma que si los precios del mercado estuvieran incentivando por sí mismos la disponibilidad de estas centrales, la cuantía anual de este importe sería cero. Este incentivo se fija para la producción térmica a partir de ciclos combinados y de carbón, ya que, dadas sus características de operación y disponibilidad, cubre habitualmente las oscilaciones de producción hidráulica y de origen renovable.

Asimismo, en la actualidad se está llevando a cabo la tramitación de un anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico en la cual, con el fin de dotar de una mayor eficiencia al diseño actual de mercado, se contempla la hibernación, como un cierre temporal de las instalaciones siempre que la seguridad de suministro no se vea afectada de tal forma que el propio mercado ajustará en cada momento los posibles excesos de capacidad que pueda presentar el sector, sin afectar en ningún caso a la seguridad del suministro. Así, en el presente real decreto se establece un mecanismo competitivo que tendrá como base el análisis y valoración previa que deberá ser realizada en todo caso por el operador del sistema y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre la potencia a hibernar. Asimismo, dicha Comisión actuará supervisando el mecanismo competitivo.

Por otro lado, en el momento actual se plantea la revisión de los diferentes mercados de producción con el fin de adecuarlos tanto a la evolución que se ha producido en el sector eléctrico, en especial con motivo de la evolución en el parque de generación con una elevada penetración de las tecnologías renovables, como a la actualización de la normativa con el fin de facilitar la integración de mercados con Europa y a la aplicación de las diferentes normativas comunitarias, a la vista de las diferentes iniciativas de mercados regionales existentes.

Por este motivo, en la presente norma se establece la creación de un grupo de trabajo a nivel sectorial que permita analizar las diferentes alternativas que pueden permitir mejoras en el funcionamiento de mercado con el objetivo de lograr una mayor eficiencia y una mejor integración a nivel europeo. Dicho grupo estará compuesto por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el operador del mercado, el operador del sistema y los sujetos de mercado



Además de lo anterior, y con el fin de profundizar en determinados aspectos de la gestión técnica y económica del mercado, se establecen los principios generales que deben regir en la elaboración y revisión de las reglas de mercado y en los procedimientos de operación del sistema que el operador del mercado y el operador del sistema, respectivamente, deben proponer. Asimismo, se otorga a ambos operadores el mandato de proponer una revisión de dichas normas para adecuarlos a dichos principios, sin perjuicio de una posterior revisión en detalle que pudiera derivarse de los resultados del grupo de trabajo que se ha mencionado.

Adicionalmente, y en línea con la mejora en la operación, la presente norma contiene una revisión del procedimiento de restricciones técnicas. Gran parte de dichas restricciones son debidas a problemas de tipo zonal y sólo pueden ser resueltas por un pequeño número de unidades de generación, habitualmente pertenecientes a un mismo grupo empresarial, y además son retribuidas al precio que marcan sus propias ofertas específicas para restricciones. Este contexto ha posibilitado en los últimos años el abuso de posición de dominio para la obtención de una renta extraordinaria, muy superior, en algunos casos, a los costes variables incurridos en la prestación del servicio. A este respecto, tanto la Comisión Nacional de Energía como la Comisión Nacional de Competencia, han instruido en el pasado numerosos expedientes a los agentes generadores, algunos de los cuales han acabado en sanción.

En los últimos años se ha apreciado un incremento en la repercusión del sobrecoste de las restricciones técnicas y los mercados de ajuste en el precio final medio del mercado eléctrico, de tal forma que si la suma de estos dos componentes representaba en 2009 unos 700 millones de €, en 2012, esta cifra ha alcanzado unos 1.200 millones de €.

Así, la energía programada en el año 2012 por solución de restricciones técnicas del programa diario base de funcionamiento (PDBF) ha sido de 6.162 GWh a subir y de 61 GWh a bajar, con una repercusión en el precio medio final de 2,09 €/MWh frente a los 1,85 €/MWh del año anterior.

Por este motivo, y con el fin de dar una solución a este comportamiento anticompetitivo, en el presente real decreto se regula un mecanismo de retribución para el procedimiento de resolución de restricciones técnicas, con el fin de evitar las elevadas retribuciones que alcanzan las instalaciones en este segmento del mercado, aprovechando, en la mayor parte de las ocasiones, una situación de monopolio o muy cercana al monopolio. En todo caso, se garantiza la retribución adecuada de las instalaciones afectadas.

Para ello, se revisa el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico con el fin de tener en cuenta el nuevo mecanismo, manteniéndose el actual para las instalaciones en las que no se den los requisitos para



la aplicación de la nueva retribución. Así, en el anexo de este real decreto se establecen los procedimientos de resolución de las restricciones técnicas tras los mercados diario e intradiario, y se prevé que los problemas que se produzcan después del cierre de los mercados intradiarios sean resueltos conforme se establezca en los procedimientos de operación del sistema.

Para facilitar la supervisión de la prestación de este servicio en las condiciones establecidas se ha previsto que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ejercicio de sus funciones de supervisión, pueda solicitar la información que considere necesaria.

Por otro lado, desde el 1 de julio de 2009, los comercializadores compran en el mercado de acuerdo a la energía que van a consumir sus clientes, elevada a barras de central mediante las pérdidas estándares y teniendo en cuenta unos perfiles de consumo estándares, que reparten la energía diaria/mensual de forma horaria. Entre la energía consumida en contadores elevada a barras de central y la energía generada realmente se produce una diferencia o un descuadre, que se denomina "el cierre" de la energía. Esta energía de cierre que aparece desde el 1 de julio de 2009, no se negocia en el mercado diario, sino que surge como un desvío adicional del sistema.

Por tanto, la energía necesaria para cubrir ese descuadre precisa la programación de servicios de ajuste adicionales, y por tanto, suponen un coste superior al que resultaría si su programación de la energía de cierre se hubiera realizado en el mercado diario, lo que está representando desde julio de 2009, unos 100 millones de euros anuales de incremento de coste para el conjunto de la demanda (lo que representa gran parte del sobrecoste de los servicios de desvíos, terciaria y de energía de secundaria).

Por ello, se establece una medida que permite adaptar dichos coeficientes de pérdidas y perfiles a la situación real y, además, conseguir que la energía de cierre sea programada en el mercado diario, evitando la aplicación de servicios de ajuste.

Por otro lado, y en línea con el anteproyecto de Ley del Sector Eléctrico que se está tramitando en la actualidad, y en la cual se eliminan los conceptos diferenciados de régimen ordinario y especial sin perjuicio de las consideraciones singulares que sea preciso establecer, se modifica el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica de tal manera que se establece un procedimiento común, e independiente de cada tecnología, para la garantía económica que es necesario depositar previamente a la obtención de las autorizaciones pertinentes para la puesta en explotación de la instalación.

Asimismo, se regula en el procedimiento por el cual se determina la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación. Por razones de claridad y simplificación



normativa se recoge en una única norma la metodología para todas las instalaciones de generación, con independencia de que estén o no en el ámbito del presente real decreto, de tal manera que el cálculo de la potencia se lleve a cabo de manera homogénea en función de la tecnología de la instalación.

El valor de la potencia neta obtenida se utiliza tanto para la participación en el mercado eléctrico como para la determinación de los diferentes retribuciones establecidas en la normativa para las instalaciones de generación, por lo que será la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien apruebe la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación y lo inscriba en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, comunicándolo, en su caso, a las Comunidades Autónomas competentes.

2. OBJETIVOS.

Los objetivos de la propuesta de real decreto son:

1. Establecer la metodología para la retribución de los mecanismos de capacidad, tanto a largo como a corto plazo.
2. Desarrollar los mecanismos y procedimientos que permita la hibernación temporal de las centrales de generación, estableciendo asimismo los mecanismos de control para que la seguridad de suministro no se vea afectada.
3. Establecer la creación de un grupo de trabajo a nivel sectorial que realizará un análisis de los diferentes aspectos del mercado de producción, así como de su funcionamiento cuyo resultado sea una propuesta concreta que contenga soluciones a los problemas que pueda detectar y medidas y mejoras regulatorias necesarias para implantarlas.
4. Obtener, en el plazo de dos meses a partir de la entrada en vigor de la presente norma, una propuesta de revisión del sistema de las reglas de mercado y de los procedimientos de operación del sistema realizadas, respectivamente, por el operador del mercado y el operador del sistema, que incluirá en su caso, las mejoras regulatorias necesarias para implementar dichas propuestas.
5. Introducir herramientas para impedir la utilización del mecanismo de restricciones para incrementar de manera artificial y anticompetitiva la retribución obtenida por las centrales de generación cuando su participación se deriva de una situación de monopolio, mediante el establecimiento de una retribución regulada en el proceso de restricciones en aquellos casos en que no se realice de manera competitiva (zonas determinadas, situaciones recurrentes), dejando el mecanismo competitivo para las restantes situaciones,



6. Establecer una metodología que permita tanto adaptar los coeficientes de pérdidas y perfiles del cierre de energía a la situación real como conseguir que la energía de cierre sea programada en el mercado diario, evitando la aplicación de servicios de ajuste, reduciendo de esta manera los costes para el consumidor.
7. Recoger en una única norma el procedimiento por el cual se determina la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación.

B) ESTRUCTURA Y CONTENIDO

El proyecto consta de 25 artículos, 4 Disposiciones adicionales, 3 Disposiciones transitorias, 1 derogatoria, 4 finales y 5 anexos, con el siguiente contenido:

1. Capítulo I. Bajo el primer capítulo denominado disposiciones generales se encuentran los 2 primeros artículos que se destinan a establecer el objeto y ámbito de aplicación de la norma.

El objeto, establecer la metodología para determinar la cuantía a retribuir a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica por la construcción, operación y mantenimiento de ésta.

El ámbito de aplicación son todas aquellas instalaciones de producción del sistema peninsular que cumplan los requisitos que aquí se establecen.

2. Capítulo II. Este segundo capítulo comprende los artículos del 3 al 8 en los que se revisa el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo.

El artículo 3 recoge la definición de dicho incentivo, estableciendo que la metodología de asignación y retribución correspondiente al servicio de inversión se determinará mediante subastas de capacidad.

El artículo 4 recoge los requisitos para participar en el servicio del incentivo a la inversión

En el artículo 5 se regula el procedimiento de asignación del servicio de Incentivo a la inversión. Asimismo establece que proyectos de instalaciones de producción podrán participar en las subastas de incentivo a la inversión.

El artículo 6 establece el mecanismo de cobro y liquidación del incentivo a la inversión, disponiendo que la cuantía correspondiente a la retribución anual por el incentivo a la inversión del grupo de producción i expresada en euros, será la que resulte de multiplicar la potencia firme de dicho grupo, tal como se define en el artículo siguiente,



por la retribución anual unitaria expresada en €/MW y año que haya resultado en la subasta. Esta Potencia firme se define en el artículo 7.

Por último el artículo 8 establece los criterios que tendrá que seguir el operador del Sistema para calcular el Índice de cobertura.

3. En el capítulo III, denominado Hibernación, se regula el cierre temporal de las instalaciones de producción.

Consta de 9 artículos, en el primero de ellos, el artículo 9 se regula el mecanismo de asignación de la capacidad susceptible de hibernación, mientras que los sujetos que podrán participar en la subasta se definen en el artículo 10.

En el artículo 11 se definen los productos a subastar, que será la potencia que puede ser hibernada en cada periodo, el periodo de liquidación del producto y cálculo de cantidades a subastar.

En el artículo 12 se regula el mecanismo de adjudicación del producto subastado y determinación del precio.

Los artículos 13 y 14 establecen quienes serán las entidades supervisora de las subastas, y la responsable de la realización y liquidación de las subastas, respectivamente.

En el artículo 15 se establecen cuáles serán los derechos y obligaciones de los participantes en las subastas de hibernación.

En el artículo 16 se regula cómo procederá el operador del sistema a realizar la liquidación a cada uno de los titulares de las instalaciones que hayan resultado adjudicatarias en la subasta, así como la facturación correspondiente.

Por último, en el artículo 17 se regula el procedimiento administrativo a seguir para obtener la autorización de cierre temporal de una instalación, y, en su caso, su posterior puesta en marcha.

4. En el capítulo IV, Servicio de disponibilidad de potencia gestionable, se establece el mecanismo para fijar el incentivo del pago por capacidad en el corto plazo. Consta de 5 artículos:

En el primero de ellos, al artículo 18, se define el servicio de disponibilidad, mientras que en el artículo 19 se establecen los requisitos para poder participar en dicho servicio.



En el artículo 20 se establece el procedimiento de cálculo anual y mensual de la retribución del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable, y en el artículo 21 se regula el procedimiento de asignación de la retribución del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable.

Por último en el artículo 22 se establecen las comprobaciones susceptibles de hacerse con el objetivo de comprobación del cumplimiento de los requisitos exigidos en el artículo 19 de este real decreto, así como las repercusiones, en su caso, del incumplimiento de los mismos.

5. En el capítulo V, que engloba los artículos 23 y 24 se fijan, respectivamente la liquidación y la financiación de los mecanismos de capacidad.

6. Por último, el capítulo VI, consta de un único artículo, el 25 en el que se establece el mecanismo de retribución del procedimiento de resolución de restricciones técnicas, de tal manera que se plantea la retribución regulada en el proceso de restricciones en aquellos casos en que no se realice de manera competitiva (zonas determinadas, situaciones recurrentes), dejando el mecanismo competitivo para las restantes situaciones.

Se establecen las siguientes disposiciones adicionales, transitorias, derogatorias y finales:

En la disposición adicional primera se regula el cierre de energía en el mercado, siendo esta la diferencia entre la producción real y la demanda resultante de aplicar los coeficientes de pérdidas y perfiles estándares, de tal manera que se adaptarán dichos coeficientes de pérdidas y perfiles a la situación real.

En la disposición adicional segunda, se regula cómo se asignarán los desvíos de programa para cada instalación de producción.

En la disposición adicional tercera se establece la creación de un grupo de trabajo cuyo objetivo será revisar en profundidad los diferentes aspectos del mercado de producción, cuyo resultado sea una propuesta concreta de medidas para solucionar los diferentes problemas que se detecten, así como las mejoras regulatorias necesarias para implementarlos.

En la disposición adicional cuarta se establecen los principios generales que deben regir en la elaboración y revisión de las reglas de mercado y en los procedimientos de operación del sistema que el operador del mercado y el operador del sistema, respectivamente, deben proponer. Asimismo, se otorga a ambos operadores el mandato de proponer una revisión de dichas normas para adecuarlos a dichos



principios, que incluirá en su caso, las mejoras regulatorias necesarias para implementarlos.

En la disposición transitoria primera se establece que la primera subasta de capacidad de hibernación podrá contemplar un plazo de cierre temporal superior al año.

Mientras que la disposición transitoria segunda recoge un régimen transitorio del incentivo a la inversión de los pagos por capacidad para aquellas instalaciones que con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto tuvieran derecho a la percepción del incentivo a la inversión de los pagos por capacidad regulado en la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre.

Por otro lado, en la disposición transitoria tercera se establece que la modificación del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica contenida en la disposición final tercera del presente real decreto no será de aplicación a aquellas instalaciones que a la entrada en vigor del mismo hubiesen iniciado el procedimiento de evaluación ambiental, los de conexión y acceso a la red o solicitado la autorización administrativa.

Se incluye una disposición derogatoria única, con referencia explícita al anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

La disposición final primera versa sobre el título competencial al amparo del cual se dicta esta norma.

La disposición final segunda habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo al dictado de las disposiciones que resulten necesarias para el desarrollo y aplicación del real decreto.

La disposición final tercera modifica los artículos 59-bis, 66-bis y 124 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, en los que se hace referencia a la garantía económica que se debe depositar previamente a la obtención de las autorizaciones pertinentes para la puesta en explotación de la instalación.

La disposición final cuarta establece que la entrada en vigor será desde el día posterior al de la publicación en el Boletín Oficial del Estado.

El proyecto se completa con cinco anexos, que desarrollan diversos aspectos a los que se hace referencia en la norma proyectada.



En el primero de ellos, se establecen los criterios generales que han de regir las reglas de aplicación en las subastas para el incentivo a la inversión a largo plazo reguladas en el capítulo II de la presente norma.

En el segundo anexo se regula el procedimiento por el cual se determina la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación.

En el anexo III se establece la metodología que se deberá aplicar para el cálculo de la retribución anual térmica del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable a la que hace referencia el artículo 20 del presente real decreto.

En el anexo IV contempla el procedimiento de cálculo de los índices de cobertura de cada semana que se utilizarán para el cálculo del índice de cobertura anual definido en el artículo 8 de la presente norma.

Por último, en el anexo V se establecen los procedimientos de resolución de las restricciones técnicas tras los mercados diario e intradiario.

C) ANÁLISIS DE IMPACTOS

1. ADECUACIÓN DE LA NORMA AL ORDEN DE DISTRIBUCION DE COMPETENCIAS

Este real decreto tiene carácter básico y se dicta al amparo del artículo 149.1.13ª y 25.ª de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y bases del régimen minero y energético, respectivamente.

2. IMPACTO ECONÓMICO Y PRESUPUESTARIO

2.1 Impacto económico:

El conjunto de las medidas propuestas en este real decreto suponen un ajuste de los costes del sistema.

- Incentivo a la inversión.

Por un lado, para nuevas instalaciones se contempla como *Procedimiento de asignación del servicio de Incentivo a la inversión, mediante unas subastas cuyo impacto económico sobre el sistema eléctrico, se podrá evaluar en detalle en el*



momento en que se disponga de los valores resultantes de las subastas señaladas en el capítulo II.

En cuanto a las centrales existentes, en cumplimiento con lo dispuesto en el Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, mencionado, se reduce de 26.000 a 10.000 €/MW/año la cuantía correspondiente al incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo para las instalaciones de producción y se duplica el plazo que les restara para cubrir el periodo de 10 años al que se refiere la norma.

El impacto estimado de ahorro anual sería de unos 354 millones de euros. Dicha cantidad se obtiene resultado de la siguiente diferencia:

- Coste estimado anual de incentivo a la inversión en 2013 teniendo en cuenta una cuantía de 26.000 €/MW/año: 562 millones de euros.
 - Nuevo coste estimado anual de incentivo a la inversión teniendo en cuenta una cuantía de 10.000 €/MW/año: 208 millones de euros
- Incentivo a la disponibilidad.

El impacto estimado [ABL1] anual derivado de la aplicación del servicio de disponibilidad es de 23 millones de euros. Dicha cantidad es el resultado de la siguiente diferencia:

En el escenario de ingresos y costes considerado para la elaboración de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, se consideraba un coste del incentivo a la disponibilidad de 192 millones de euros.

Mientras que con el sistema propuesto en este real decreto, el coste estimado máximo sería de unos 210 millones de euros, de acuerdo al siguiente cálculo.

CONCEPTO	
Coste O&M salarios y servicios (€/MW-año)	13.000
Peajes gas (€/MW-año)	18.500
Total coste O&M fijos (€/MW-año)	31.500
coste O&M menos media sobreingresos (€/MW-año)	10.000
Potencia gestionable requerida (MW)	21.000
Disponibilidad térmica (M €)	210
Potencia CTCC + carbón (MW)	35.408
Pago unitario (€/MW-año)	5.931



Para ello, se ha estimado un coste fijo de O&M de salarios y servicios de 13.000€/MW/año, así como un peaje fijo de gas de 18.500 €/MW/, de acuerdo a una contratación del peaje 1.3.

El valor de 18.500 €/MW/año se ha estimado a partir de la contratación óptima de peaje anual y mensual que minimiza la facturación del términos de conducción correspondiente a los consumos de gas para generación eléctrica registrados en 2011. Los términos de reserva de capacidad y regasificación se han estimado de acuerdo a la relación registrada en el último año en el sistema peninsular entre el nivel de capacidad contratada y el volumen anual consumido de gas, aplicando al término de regasificación un coeficiente de peso de gas licuado frente al gas total correspondiente a las entradas del último año. Todo ello, teniendo en cuenta la contratación por parte de una central de potencia equivalente al caudal máximo horario de gas del día de mayor consumo.

Se han estimado unos sobreingresos medios en 2010 y 2011 por los ciclos combinados, vía los mercados de ajuste de 21.500 €/MW/año.

Se ha tenido en cuenta la potencia instalada a finales de 2012.

Cabe señalar que esta estimación de 210 millones de euros se trata en todo caso de un máximo, puesto que el pago unitario resultante a percibir se ajustará teniendo en cuenta los ingresos reales y las horas de funcionamiento de cada instalación en cada ejercicio.

- Hibernación:

Por lo que respecta al impacto económico sobre el sistema eléctrico de la aplicación del mecanismo establecido para la hibernación de determinadas centrales, se podrá evaluar en detalle en el momento en que se disponga de los valores resultantes de las subastas señaladas en el capítulo III.

Además de lo anterior, cabe añadir que los costes correspondientes a la retribución del servicio del incentivo a la inversión e incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable correspondiente a los mecanismos de capacidad y, en su caso, el pago que pueda corresponder a las adjudicatarias de las subastas de hibernación, serán financiados tanto por todos los comercializadores y consumidores directos en mercado como por los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica.

- Mecanismo de retribución del procedimiento de resolución de restricciones técnicas

La aplicación de este mecanismo toda vez que limita la retribución que por este servicio obtendrán las instalaciones de generación que produzcan en un entorno no



competitivo debería redundar en una disminución del precio a pagar por los consumidores.

- Cierre de Energía

Las medidas destinadas a reducir el impacto de la energía de cierre se estima que disminuirán en unos 100 millones de euros anuales el coste para el conjunto de la demanda, derivado de la necesaria programación de servicios de ajuste del sistema que originan dicho sobrecoste, que es repercutido en las comercializadoras y los consumidores directos en mercado.

2.2 Impacto presupuestario.

La aplicación del presente real decreto no supondrá incremento del gasto público, y los gastos derivados de la aplicación de los mecanismos en el previstos, se imputarán al presupuesto de gasto del Ministerio de Industria, Energía y Turismo al que se adscriben.

3. IMPACTO POR RAZÓN DE GÉNERO

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 19 de la Ley Orgánica 3/2007, de 22 de marzo, para la igualdad efectiva de mujeres y hombres, en el artículo 24.1 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno y en el Real Decreto 1083/2009, de 3 de julio, por el que se regula la memoria del análisis de impacto normativo, se informa que este proyecto de real decreto no supone, ni en el fondo ni en la forma, impacto de género alguno que pudiera favorecer situaciones de discriminación por razón de género. Desde este punto de vista el impacto es nulo.

4. OTROS IMPACTOS

No se han detectado otros aspectos de la realidad que se vean afectados de algún modo por la propuesta de orden.

Se considera que la aplicación del mecanismo de retribución del procedimiento de resolución de restricciones técnicas, toda vez que se plantea con el fin de dar una solución al comportamiento anticompetitivo detectado, y por el cual tanto la Comisión Nacional de Energía como la Comisión Nacional de Competencia, han instruido en el pasado numerosos expedientes a los agentes generadores, reducirá el impacto de dichos comportamientos anticompetitivos para el consumidor, por lo que se considera que, en este sentido, tendrá un impacto positivo sobre la competencia.