



Comisión
Nacional
de Energía

CNMV *Comisión Nacional
del Mercado de Valores*



ENTIDADE
REGULADORA DOS
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

ERSE

PROPUESTA DEL CONSEJO DE REGULADORES SOBRE UN MECANISMO DE GARANTÍA DE SUMINISTRO

31 de Mayo de 2007

INDICE

1	INTRODUCCIÓN	2
2	NATURALEZA DEL PROBLEMA	4
3	ALTERNATIVAS DEL REGULADOR.....	9
4	ESQUEMA GENERAL DE LA PROPUESTA.....	12
4.1	Criterios generales fundamentales	12
4.2	Marco general	14
5	DETALLES DE IMPLANTACIÓN	22
5.1	El precio de escasez	23
5.2	Determinación del valor de Capacidad Firme	27
5.3	Cálculo administrativo del pago por capacidad	30
5.4	Procedimientos de penalización.....	32
5.5	Mecanismo de subasta	34
5.6	Participación de la demanda.....	35
5.7	Distribución del pago entre la demanda	36

1 INTRODUCCIÓN

En la pasada cumbre luso-española 22 celebrada en Badajoz el pasado mes de noviembre de 2006 los Gobiernos de España y Portugal acordaron que las Direcciones Generales de Energía diseñen un plan de compatibilización regulatoria. En ese contexto, además se solicita al Consejo de Reguladores una propuesta de mecanismo de garantía de potencia que contemple las especificidades propias de los sistemas eléctricos de cada país.

También en el contexto de la regulación española, el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, en su Disposición adicional duodécima establece que la Comisión Nacional de Energía deberá remitir al Ministerio de Industria Turismo y Comercio, antes del 1 de junio de 2007, ‘una propuesta de revisión de los mecanismos de asignación y los procedimientos de cobro y pago de la garantía de potencia, de forma que se asegure un adecuado margen de cobertura de la demanda, se incentive la disponibilidad de las centrales y permita dar señales a la inversión’.

En Portugal con la extinción de los contratos de adquisición de energía (CAE) aprobados por el Real Decreto Ley 240/2004 de 27/12/2004 en la redacción incluida en el Decreto Ley 199/2007 de 18/05/2007, se establecen las condiciones para la creación del Mercado Ibérico de Energía (MIBEL), creándose también la necesidad de introducir un mecanismo de garantía de potencia en particular para los nuevos generadores que operan en un contexto de mercado

El presente documento describe la propuesta del Consejo de Reguladores del MIBEL sobre un mecanismo de garantía de suministro de energía eléctrica en el sistema eléctrico ibérico. En adelante, el documento está estructurado en cuatro partes:

- En la sección 2 se describe brevemente el marco contextual que justifica la necesidad del diseño que se propone. Como paso previo a la descripción del mecanismo, se reflexiona sobre la naturaleza exacta del problema que se desea abordar.

- En la sección 3, a la luz de las experiencias internacionales, se introducen brevemente las diferentes alternativas por las que puede optar el regulador para incrementar la garantía de suministro.
- En la sección 4 se realiza una primera descripción del diseño de la propuesta del Consejo de Reguladores del MIBEL sobre un mecanismo de garantía de suministro de energía eléctrica en el sistema eléctrico ibérico. El objetivo es reunir los aspectos esenciales que delimitan el alcance de la propuesta.
- Por último, en la sección 5 se describe el detalle de los principales elementos que conforman el mecanismo propuesto.

2 NATURALEZA DEL PROBLEMA

Las tres dimensiones de la fiabilidad del suministro¹

Fiabilidad = Seguridad + Firmeza + Suficiencia

- Seguridad: disponer de capacidad de producción y procedimientos de operación para garantizar una operación segura en el corto plazo.
 - Mercados de operación del Operador del Sistema
- Firmeza: gestión de la capacidad de producción orientada a garantizar un margen de reserva adecuado en el medio plazo.
 - Incentivo a la disponibilidad
- Suficiencia: existencia de suficiente capacidad instalada y esperada a futuro para responder a la demanda en el largo plazo
 - Incentivo a la inversión

La fiabilidad del suministro de electricidad se puede descomponer en tres dimensiones consecutivas e interrelacionadas, pero suficientemente diferenciables. Esta distinción es clave para comprender el contexto general del diseño que en este documento se formula.

- Seguridad: se refiere a la disponibilidad de capacidad de producción suficiente y a la existencia de procedimientos de operación adecuados para garantizar una operación segura de los recursos en el corto plazo. Estos aspectos de corto plazo se refieren a la optimización de los tiempos de respuesta de la generación, el control de la frecuencia, la gestión de las rampas y las bandas de reserva etc.

¹ En adelante, se opta por utilizar la denominación de “garantía de suministro” en vez de “garantía de potencia”, en referencia al “suministro de generación”, con el objeto de dotarle de un sentido más amplio (contemplando igualmente la potencial necesidad de provisión de energía y potencia).

- Firmeza: se refiere a la disponibilidad de la generación en el corto plazo, que resulta en buena medida de la planificación de la operación de la capacidad ya instalada en el sistema, esto es, es una dimensión que cubre desde el corto al medio plazo².
- Suficiencia: se refiere a la existencia de suficiente capacidad de producción instalada y/o esperada para responder a los requerimientos de la demanda en el largo plazo.

El diseño regulatorio que se propone en adelante aborda estos dos últimos planos de la fiabilidad, dado que el marco vigente cuenta con las herramientas adecuadas para permitir garantizar la “seguridad” del suministro en el corto plazo.

Existe un cierto consenso en la experiencia internacional acerca de que el problema de la seguridad puede ser tratado satisfactoriamente mediante la creación de mercados de operación *ad hoc* manejados por el operador del sistema, en los que éste puede comprar a los generadores -y también a los consumidores, aunque en la práctica esto es menos frecuente- los volúmenes que precise de diferentes tipos de reservas de operación, u otros productos análogos. De este modo, la seguridad del suministro -o fiabilidad de corto plazo- se puede incluir dentro de la etiqueta de “funciones del operador del sistema” y, de hecho, es el motivo de fondo que explica una buena parte de dichas funciones.

² La firmeza, entre otros aspectos de menor relevancia, depende de la gestión de corto y medio plazo de los mantenimientos y de adquisición de combustibles y gestión de los mismos (entre ellos la gestión de los embalses), así como de la capacidad de los generadores de responder adecuadamente a los requerimientos de la demanda.

Necesidad de un mecanismo de garantía de suministro

En teoría, si la demanda responde al precio el precio del mercado es suficiente, pero...

- Las particularidades de los mercados de electricidad,
 - Precios tope, alta volatilidad, aversión al riesgo
- la falta de madurez de la demanda
 - Insuficiente elasticidad en el corto plazo
 - Falta de respuesta en el mercado de largo plazo

... plantean la conveniencia de diseñar un mecanismo para garantizar la firmeza y suficiencia del suministro.

Las teorías microeconómicas establecen que en un mercado en el que la demanda responde al precio -en ausencia de economías de escala- el precio del mercado es suficiente para remunerar el coste de generación: el precio alcanzará el nivel definido por la función de utilidad de los consumidores (precio que están dispuestos a pagar). Sin embargo, las particularidades de los mercados de electricidad (producto no almacenable, servicio esencial, precios tope, alta volatilidad, aversión al riesgo) derivan en que el mercado al contado (spot) no sea capaz de proveer por sí mismo al sistema de un nivel de suficiencia adecuado.

La existencia de precios tope implícitos o explícitos en los mercados organizados de energía, mitiga la señal marginal que relaciona los precios de la energía y el margen de reserva. Esto altera la gestión y operación de las centrales de producción en el medio plazo, y al tiempo impide que los generadores recuperen sus costes, en especial los de punta. Por otro lado, la alta volatilidad de los mercados de generación de electricidad también incrementa la aversión al riesgo de los posibles inversores en nueva generación.

La solución aparente es el mercado a plazo. Si entre generadores y consumidores se establecieran contratos de largo plazo se reducirían el riesgo de precios altos para los consumidores, dado que les permitiría pagar por el nivel de capacidad deseado. También

se reduciría la exposición el riesgo del generador al resultar atractivo planificar la operación de los grupos para optimizar la firmeza del suministro e invertir en la construcción de nueva generación. En definitiva, la actividad de la demanda en el largo plazo parece solucionar el problema.

La demanda real no responde en el mercado de largo plazo. La financiación a largo plazo de los sucesivos déficits tarifarios desincentivan las coberturas frente al precio y lo que es peor, existe un cierto seguro implícito según el cual los consumidores confían en que el regulador 'no permitirá que ocurra'.

El mecanismo vigente de garantía de potencia en España

Teóricamente, incentivo a la disponibilidad y la inversión, en la práctica:

- La señal a la disponibilidad es muy débil
 - Sin incentivos y/o penalizaciones a estar disponible cuando el sistema lo necesita
- Poco eficiente como señal de inversión
 - Incertidumbre regulatoria: pago no garantizado

El procedimiento empleado en España hasta la fecha para obtener la capacidad firme es extremadamente simplificado y carente de verdaderos incentivos o penalizaciones a estar disponible cuando el sistema lo necesita. Esto es debido a que la potencia por la que cada generador cobra garantía de potencia se obtiene multiplicando el factor de disponibilidad promedio por un valor que es, de forma esquemática, la potencia instalada para los generadores térmicos y la media entre la potencia instalada y la energía producida en un año promedio para un grupo hidráulico.

Teóricamente, constituye un incentivo a la disponibilidad y la inversión, pero en la práctica, la señal a la disponibilidad es muy débil, dado que sólo se deja de cobrar la(s) hora(s) que no se está disponible y se siguen recibiendo los pagos correspondientes al resto del año.

Si bien desde el año 2002 se han incorporado al sistema español en buen número centrales de ciclo combinado, surgen dudas razonables de que el mecanismo de garantía de potencia vigente hasta la fecha haya funcionado realmente con un incentivo significativo a la inversión. El volumen total de los pagos por este concepto ha pasado de un valor inicial de 7,8 € por cada MWh de demanda en el sistema al inicio del mercado en 1998 a 4,8 €/MWh en el año 2006. La percepción de que puede ser modificado discrecionalmente ha generado una incertidumbre regulatoria apreciable sobre los pagos de garantía de suministro. En consecuencia, es al menos dudoso que este mecanismo haya sido eficiente como señal de inversión de largo plazo.

El mecanismo de garantía de potencia vigente en Portugal

Los CAE tienen implícita una remuneración asociada a la disponibilidad de los generadores que proporciona la garantía de potencia en un contexto a corto plazo.

El cargo fijo de la remuneración de los productores como CAE depende de la disponibilidad verificada por el Operador del Sistema.

Los productores en régimen ordinario no afectados por los CAE participan en el mercado sin recibir pago asociado a la garantía de potencia.

En una óptica de largo plazo la legislación portuguesa que transpone la Directiva Europea del Mercado Interior de Energía, prevé ya la posibilidad de que se realicen concursos públicos para la asignación de nuevas capacidades de producción en situaciones en que el mercado no haya sido capaz de garantizar un adecuado margen de reserva.

Las asimetrías que resultan de los dos modelos descritos pueden justificar los diferentes niveles de margen de reserva que se observan en los dos sistemas, cuya armonización ese uno de los principales objetivos del modelo propuesto.

El mecanismo armonizado a nivel ibérico que se desarrolla pretende cubrir las otras dos dimensiones de la fiabilidad del suministro, firmeza y suficiencia, tratando de incorporar

por un lado un incentivo para los generadores para incrementar su disponibilidad, y por otro, un mecanismo que permita establecer un incentivo adicional a la inversión.

3 ALTERNATIVAS DEL REGULADOR³

- No intervenir: mercado únicamente de energía
- Imponer a la demanda la obligación de contratar
 - Mercado de capacidad
 - Licitaciones competitivas (centralizadas)
- Comprar en nombre de la demanda
 - El OS invierte en grupos de punta o compra a plazo reservas
 - Compras vía subasta de un producto vinculado a la fiabilidad
 - Mecanismo de opciones de fiabilidad
- Pagos adicionales por capacidad

A la vista de lo anterior, la necesidad de implantar algún tipo de mecanismo para sustentar la garantía de suministro en sistemas eléctricos liberalizados es por tanto un criterio creciente en un número cada vez mayor de mercados eléctricos. Estos mecanismos pueden tomar diferentes formas, que se resumen con brevedad a continuación.

Siguiendo este criterio, tras la alternativa consistente en no aplicar regulación alguna, se describen tres alternativas principales:

- En la primera de ellas, ante la falta de contratación a plazo el regulador se limita a establecer la obligación a los agentes de contratar un producto que implique garantía de suministro en el medio-largo plazo (en función del plazo que se defina). Para ello,

³ La referencia al “regulador” debe entenderse de forma genérica, tratándose en cada caso de la entidad responsable para la regulación de la materia que corresponda.

además de la definición del producto, debe establecer la cantidad que considera necesaria que contrate la demanda y lo que puede aportar cada generador en este servicio. En otras palabras, el margen de reserva que desea en el plazo que considere y también la cantidad que permite a cada generador negociar en el mercado que aflora una vez establecida esta obligación, la comúnmente denominada “capacidad firme” (energía o potencia firme).

Ejemplos de este enfoque son los diseños implantados en PJM y New England (en proceso de reforma hacia un modelo de subasta centralizada de opciones de fiabilidad) y en numerosos mercados latinoamericanos -e. g. Chile, Guatemala, Panamá, etc.-.

Sin embargo, a menudo la separación entre el suministrador regulado (la distribuidora) y la entidad generadora no es suficiente para garantizar que el suministrador regulado se vea incentivado a comprar adecuadamente. En este caso, se plantea la necesidad de controlar, de algún modo, qué compras realiza el suministrador regulado y cómo se transfieren éstas a la tarifa. Con el objeto de dotar a este proceso de compra de los niveles deseados de transparencia, el regulador sustituye el mercado que surge de la obligación de contratar por una licitación pública (Brasil, Colombia y en proceso de desarrollo en Perú y Guatemala).

- La segunda alternativa que se describe implica que el regulador incremente su peso en el diseño del mercado de capacidad, estableciendo no sólo la necesidad de que la demanda adquiriera este producto de fiabilidad en el medio y/o largo plazo, sino subrogándose la responsabilidad de adquirir el citado producto en nombre de la demanda.

La principal justificación tras este enfoque es que si el mecanismo de contratación no plantea las mismas obligaciones a los suministradores regulados, (y por tanto a los consumidores a tarifa) y a los consumidores liberalizados y comercializadores, surgen oportunidades de estrategias de *free riding* por parte de estos últimos: los consumidores a tarifa soportan los costes derivados de garantizar la llegada de nuevas inversiones, lo que contribuye a la mejora de la fiabilidad del conjunto del sistema y de paso a menudo a la bajada del precio medio de la energía. Por tanto, aquellos

consumidores que no tienen obligación de tomar parte en las licitaciones, pueden evitar incurrir en estos costes.

La intervención del regulador se puede traducir en adquirir exclusivamente capacidad de reserva en el largo plazo (bien comprando directamente generadores de punta, bien contratando cobertura) o contratar directamente la cobertura total de la demanda más un margen de reserva.

Suecia es uno de los ejemplos que corresponden a la primera opción, mientras que la propuesta del Libro Blanco en España o el nuevo mecanismo recientemente implantado en *New England* corresponden al segundo.

- La tercera y última alternativa que se distingue consiste en que el regulador, en vez de permitir que el precio del producto resulte de las fuerzas del mercado, determine administrativamente su precio. Nótese que el mecanismo de primas para el régimen especial (*feeding tariffs*), si bien no es considerado tradicionalmente como un mecanismo de garantía de suministro, puede ser considerado como un caso particular de esta alternativa, en el que se remunera un producto que no es potencia ni energía firme, sino energía renovable.

Esta alternativa se justifica por la ausencia de una estructura de mercado que no permita garantizar un resultado (precio de producto de fiabilidad) suficientemente competitivo.

Como resumen de las ventajas e inconvenientes de cada uno de estos enfoques, se puede afirmar que mejor será el diseño cuanto menor sea el número de decisiones en las que el regulador debe suplantar los resultados del juego del mercado. Por tanto, son las características del mercado -madurez de la demanda, separación de actividades, existencia de tarifas reguladas, concentración horizontal- las que sugieren y justifican la idoneidad de la elección de un mecanismo en el que, inicialmente, la intervención del regulador pueda ser mayor.

4 ESQUEMA GENERAL DE LA PROPUESTA

En esta sección se presentan las líneas principales del diseño propuesto. Como paso previo, se apuntan los criterios fundamentales y básicos que deben constituir el sustento de todo diseño regulatorio enfocado a garantizar el suministro de electricidad en un entorno de mercado.

4.1 *Criterios generales fundamentales*

- Estabilidad regulatoria
- Racionalidad económica y desarrollo de mecanismos de mercado
- Ortodoxia y transparencia regulatoria

El diseño que se propone pretende abordar desde la regulación el problema de la garantía del suministro mediante el diseño de un mecanismo construido sobre tres criterios básicos, enumerados a continuación por orden de relevancia:

Estabilidad regulatoria

La característica de primer orden que debe reunir el diseño regulatorio, por encima de la propia ortodoxia de su definición es que ofrezca las máximas garantías de estabilidad. En este sentido, el suministro se garantiza prioritariamente si el regulador es capaz de transmitir a los agentes del mercado rigor y respeto a las reglas en todos los niveles, no necesariamente sólo a las diseñadas explícitamente, para incentivar un margen de cobertura suficiente.

Esta visión se plasma en el diseño que se propone desde dos puntos de vista:

- A futuro, se implanta un mecanismo que pretende dar señales estables a los potenciales inversores, definiendo:
 - Una metodología para valorar en adelante la aportación de los generadores a la fiabilidad (una medida que los propios generadores pueden gestionar de cara al futuro). En adelante, la remuneración que perciban por este concepto estará vinculada

a su disponibilidad (i.e. su producción efectiva, en los periodos de escasez), que quedarían definidos como aquellos en los que el precio es anormalmente elevado.

- Un compromiso según el cual el regulador garantiza a los nuevos entrantes una remuneración por un número prefijado de años (e. g. cinco o siete años).
- A pasado, para el caso del sistema español, con el fin de aplicar esta señal de estabilidad (y garantía) regulatoria desde el mismo momento en el que se implanta el nuevo diseño, se respeta la remuneración que percibían hasta la fecha los grupos ya instalados en el sistema para sus primeros años de operación (el mismo número de años definido para los futuros nuevos entrantes, e. g. cinco o siete años). Esto significa que si, por ejemplo, se establece el horizonte para el que se garantiza el pago en cinco o siete años, un generador que haya entrado en el sistema lo recibirá hasta el año 2011 ó 2013.

En Portugal con el nuevo sistema se permite que los productores en régimen ordinario que recientemente se han integrado en el sistema, puedan beneficiarse del incentivo a la inversión. Dado que, a diferencia del caso español, estas centrales en el pasado no han recibido ningún pago, se propone que pasen a recibir este incentivo durante un período de cinco o siete años contado a partir de la fecha de entrada en vigor del mecanismo armonizado a nivel ibérico.

Racionalidad económica y desarrollo de mecanismos de mercado

La propuesta que contiene este documento toma como punto de partida el diseño de garantía de potencia vigente hasta la fecha en España y se encamina hacia un planteamiento que permita que en un futuro o bien no sea necesario provisionar un pago explícito por este concepto o que, en su caso, esta remuneración se determine siguiendo estrictos mecanismos de mercado.

En esa línea, se pretende que, en el transitorio hasta que el mercado (en especial la demanda) alcance la madurez necesaria como para no plantear la necesidad de un mecanismo de esta naturaleza, se minimice el número de parámetros sujetos a la subjetividad de los reguladores y/o de los Operadores del Sistema. En la medida de lo posible, se opta por establecer señales y permitir a los agentes que las incorporen en la gestión de sus generadores. Así, se establece un mecanismo para valorar la aportación

de los generadores en función de su producción en los periodos de precios anormalmente altos, de modo que los agentes pueden gestionar por sí mismos la capacidad firme de sus plantas.

Asimismo, en respuesta al encargo de los Gobiernos de Portugal y España al Consejo de Reguladores, el diseño se encuadra en el plan de compatibilización regulatoria de ambos sistemas eléctricos. Se propone implantar una metodología común a ambos sistemas que dé cabida a la especificidad de cada uno de ellos, y que al tiempo permita y conduzca a la convergencia del mercado en ambos sistemas.

En cualquier caso, las reglas y formulas de incentivos a implantar deben reflejar el principio de racionalidad económica.

Ortodoxia y transparencia regulatoria

La propuesta aprovecha la experiencia regulatoria acumulada en los años de proceso liberalizador en el mundo y se alinea con el enfoque predominante en los sistemas en los que se ha considerado conveniente optar por la implantación de un mecanismo de garantía de suministro.

El diseño persigue garantizar el suministro en el sistema ibérico mediante una metodología transparente, objetiva y coherente desde dos planos complementarios: por un lado, se pretende implantar un verdadero incentivo para que los generadores maximicen su disponibilidad cuando el sistema lo necesita, y por otro, una señal a la inversión que base su eficacia en la claridad y estabilidad de su diseño.

4.2 Marco general

El diseño conjuga dos elementos regulatorios complementarios:

- Un complemento de fiabilidad inicialmente asignado administrativamente compuesto por dos componentes: un incentivo por disponibilidad (firmeza) para todos los generadores del sistema y un incentivo a la inversión (suficiencia).

- Un procedimiento para asegurar un margen prefijado de cobertura de capacidad instalada disponible sobre la demanda, en caso de que el mercado por sí mismo y el mencionado incentivo a la inversión definido administrativamente no lo proporcione⁴.

Asignación administrativa de un producto de fiabilidad

En este apartado en primer lugar se describe la metodología que se propone para evaluar la aportación a la fiabilidad de cada generador y en segundo lugar se describen los dos componentes que configuran el concepto de fiabilidad: el incentivo a la disponibilidad y el incentivo a la inversión.

Metodología para evaluar la aportación a la fiabilidad

Se define:

- Un Precio de Escasez
- Una Capacidad Firme inicial para cada generador
- Una Regla de actualización de la Capacidad Firme

Se define en primer lugar un producto de fiabilidad, como la producción efectiva en los periodos de escasez, y una metodología para evaluar la aportación a la fiabilidad de los generadores del sistema ibérico, basada en la definición de dos nuevos parámetros: Precio de Escasez y Capacidad Firme. Para ello, se define:

- Un Precio de Escasez, como el nivel de precio elevado, que indica que el sistema puede estar en condiciones próximas a incurrir en déficit de suministro⁵.
- Una Capacidad Firme inicial para cada generador del sistema, que mide la aportación efectiva de potencia de un generador.

⁴ Este elemento, si bien no forma parte del propio mecanismo de pago administrativo que recibirán los generadores por su aporte a la firmeza y suficiencia del sistema, se considera esencial para garantizar la cobertura de la demanda.

⁵ Teniendo en cuenta que por el momento es a menudo probable que se active la restricción de la interconexión y resulten dos zonas de precios distintos, será necesario estudiar si podría tener sentido definir “precios de escasez” diferentes en España y Portugal.

- Una regla de actualización de la Capacidad Firme de los generadores, en función de su disponibilidad real en las horas en las que el precio del mercado sea superior al Precio de Escasez.

Así, en adelante, se actualiza el valor Capacidad Firme de un generador de acuerdo con su producción real en las horas en las que el precio del mercado de referencia (el mercado diario y sucesivos hasta el tiempo real, ver más adelante) supere el Precio de Escasez. Esta actualización del valor de la Capacidad Firme de los generadores, dado que tiene implicaciones en futuras asignaciones del pago que recibirá cada generador (un incumplimiento un año reduce el valor de capacidad firme y por tanto el derecho a percepción de la remuneración en años futuros, en los que eventualmente el incentivo a la disponibilidad pudiera ser mayor), supone un incentivo adicional a incrementar la disponibilidad de los grupos.

Definida la medida, la asignación por garantía de suministro se descompone en dos:

Incentivo a la disponibilidad

- Remuneración para incentivar a los generadores a incrementar su disponibilidad
- El generador se compromete a producir la Capacidad Firme si el precio del mercado supera el Precio de Escasez. En caso contrario:
 - Reducción a futuro del valor de Capacidad Firme
 - Devolución de parte de la cantidad recibida por garantía de suministro

Se destina una cantidad con el objeto de incentivar a los generadores a incrementar su disponibilidad. Esta cantidad, definida como un pago anual (sujeto a los compromisos y correspondientes penalizaciones que se describen a continuación) se reparte en función de la Capacidad Firme definida para cada uno de ellos.

A cambio de esta cantidad, el generador adquiere el compromiso de proporcionar la capacidad firme asignada, cuando el precio del mercado de referencia supera el mencionado Precio de Escasez.

El incumplimiento del compromiso tiene para el generador dos consecuencias:

- Deberá devolver parte de la cantidad recibida por garantía de suministro.
- Verá reducida de cara al futuro su valor de Capacidad Firme.

Para ello, el regulador deberá definir dos fórmulas que establecerán, en función del número de megavatios de su capacidad firme no aportados en cada hora en la que el precio del mercado sea mayor que el Precio de Escasez, la cantidad del pago a devolver, y la disminución de la Capacidad Firme futura.

Incentivo a la inversión

- Remuneración adicional que tiene como objetivo intensificar la inversión en el sistema ibérico
 - Se garantiza a los generadores en sus primeros años de operación
- Podrá transitoriamente no alcanzar el mismo valor por megavatio instalado de “capacidad firme” en los sistemas portugués y español
 - Mientras la restricción de red entre ambos sistemas siga activa
- En España, se respeta el pago por capacidad vigente para los primeros años de operación de los grupos ya instalados
- En Portugal con el nuevo sistema se permite que los productores en régimen ordinario que recientemente se han integrado en el sistema, puedan beneficiarse de este incentivo en los primeros cinco o siete años de entrada en vigor del nuevo mecanismo.

Como incentivo adicional, el pago por garantía de suministro se complementa a través de una remuneración adicional que tiene como objetivo intensificar la inversión en el sistema ibérico.

Este componente adicional se garantiza a los generadores en sus primeros años de operación (e. g. cinco o siete años⁶)

La cuantía de esta remuneración -no la metodología, que deberá ser común a ambos sistemas- podrá transitoriamente (mientras la restricción de red entre ambos sistemas siga activa de forma que no permita considerar que el margen de reserva es igual a ambos lados de la interconexión) no alcanzar el mismo valor por megavatio instalado de Capacidad Firme en ambos sistemas. En este periodo transitorio en el que la restricción de la interconexión siga activa, este incentivo a la inversión puede en ese periodo ser utilizado libremente por cada uno de los reguladores como herramienta para aproximar el margen de cobertura entre los dos sistemas.

Como se mencionaba con anterioridad, para el caso del sistema español, se traslada la señal de estabilidad del incentivo a la inversión para los primeros años de operación de los grupos ya instalados en el sistema -i. e. los que le resten para agotar el periodo de cinco (o eventualmente siete) años-. Así, aquellos generadores que hasta la fecha no hayan agotado este periodo, y mientras no lo agoten, percibirán el pago en vigor hasta la fecha -i. e. reciben el pago por capacidad hasta que cumplen cinco (ó siete) años, si bien están sujetos a las nuevas condiciones que el resto, debiendo estar disponibles cuando el precio del mercado supere el Precio de Escasez-.

Subasta por el valor del complemento a la inversión para nuevos entrantes

- Los reguladores (con los Operadores del Sistema) supervisan el valor de la generación prevista para dentro de un cierto plazo
- Sólo en caso de que el mercado por sí mismo y el incentivo a la inversión definido administrativamente no proporcione el margen adecuado, se convoca una subasta por el nuevo valor del incentivo a la inversión

⁶ Este plazo no debiera ser excesivamente largo, entre otros, por dos motivos: por un lado, el regulador debería hipotecar lo mínimo posible la evolución futura del sistema eléctrico y con ello la señal de inversión resultante de las fuerzas del mercado, y por otro, debe tenerse en cuenta que los inversores tienden a infravalorar los potenciales ingresos más allá de un periodo razonable de años -su tasa instantánea de riesgo crece con el plazo, dado que descuentan el creciente riesgo regulatorio de los ingresos de años futuros-.

- Periodo de carencia: se convoca con tiempo suficiente para instalar la central -e. g. tres años-
- Los ganadores perciben el precio resultante durante el periodo garantizado asociado al incentivo a la inversión -e. g. cinco o siete años-
- Los generadores existentes perciben el precio resultante en los años que les quede para cumplir el periodo garantizado -e. g. cinco o siete años-
- El incentivo a la inversión no se calcula administrativamente, surge de las propias fuerzas del mercado

El elemento adicional consiste en definir un procedimiento que permita al regulador asegurar un margen prefijado de cobertura de capacidad instalada disponible sobre la demanda, en caso de que el mercado por sí mismo y el mencionado incentivo a la inversión definido administrativamente no lo proporcione. La subasta sólo debe convocarse si la capacidad de generación existente no fuese capaz de cubrir el margen de cobertura deseado.

La idea que se propone consiste en permitir a los respectivos reguladores que puedan convocar una subasta cuando se detecte que no hay suficiente inversión en el sistema, para que los nuevos entrantes determinen cuál es el valor del incentivo a la inversión que necesitan para entrar al mercado, que por el contrario es un valor regulado y prefijado para los grupos ya existentes.

Esta alternativa tiene un claro inconveniente: obviamente sería deseable que las propias fuerzas del mercado fueran las que decidieran el margen de reserva óptimo. Por tanto, debe entenderse como una herramienta que se justifica exclusivamente como medida de apoyo en el periodo transitorio que transcurrirá hasta que la demanda alcance la madurez necesaria como para que el regulador pueda inhibirse de intervenir en esta línea.

Sin embargo, en ese transitorio que justifica el diseño de un mecanismo de garantía de suministro, el mecanismo de subasta plantea una ventaja indudable: el incentivo a la inversión no se calcula administrativamente, si no que surge de las propias fuerzas del mercado. Los potenciales inversores compiten en la subasta por el pago necesario, con lo

que se evitan numerosos inconvenientes que pueden derivarse de la asignación administrativa del pago por parte del regulador (si se infravalora, el pago resulta superfluo, si se sobrevalora, se corre el riesgo de sobredimensionar el sistema por encima de lo deseado).

De esta manera, se encomendaría al regulador, en colaboración con el Operador del Sistema, la supervisión del valor de la generación prevista para dentro de un cierto plazo -entre dos y cuatro años-, considerando tanto los grupos existentes como las incorporaciones y retiradas esperadas para esa fecha.

Si el valor de esta generación es inferior al volumen de capacidad firme instalada deseado, se lanza una subasta por la diferencia entre ambas cantidades. En ella pueden participar tanto los grupos nuevos que ya se han instalado en el sistema pero que no han resultado todavía ganadores en ninguna subasta como los nuevos entrantes, por lo que cobrarían el precio de la subasta durante el plazo que restase para cumplir los años que se definan como periodo de cobro garantizado del incentivo a la inversión. De esta manera, se pretende evitar que la entrada de nueva inversión se posponga hasta que se convoque una nueva subasta.

El resultado de la subasta consiste en adjudicar a los generadores ganadores de la misma obligaciones asociadas a la garantía de suministro, análogas a las que tienen los generadores existentes, que comienzan al cabo de un cierto plazo -entre dos y cuatro años- y que tienen una duración máxima correspondiente al periodo durante el que se recibe el incentivo a la inversión. Los generadores existentes adquieren la obligación hasta la fecha en que se cumpla el citado plazo desde que se instalaron en el sistema. A cambio, estos grupos reciben también el precio marginal que haya resultado en la subasta durante el tiempo que dure su obligación.

Una vez terminado el plazo garantizado (o este plazo menos el tiempo desde que se instalaron, para los generadores existentes), los generadores pasan a percibir solamente el incentivo a la disponibilidad, como el resto de los grupos existentes.

Asignación general de pagos y cobros para el sistema ibérico

Asignación del incentivo a la disponibilidad

- El pago de todos los consumidores del mercado ibérico por disponibilidad es el mismo
 - Señal de operación de las centrales uniforme y señal de precio común como pago por los consumidores (armonización tarifaria)
- La cantidad resultante de los pagos de la demanda se reparte separadamente entre los generadores de ambos sistemas
 - Los pagos recaudados en cada sistema se asignarían a los generadores instalados en él en función de su Capacidad Firme

El incentivo a la disponibilidad constituye una retribución según la cual los reguladores en nombre de la demanda del sistema ibérico pretenden establecer un incentivo adicional al implícito en la señal de corto plazo que supone el precio de la energía en el mercado.

La asignación de pagos y cobros por este concepto se propone que se establezca según los siguientes criterios:

- Por el lado de la demanda, se propone que el pago medio de todos los consumidores del mercado ibérico sea el mismo por unidad de energía consumida independientemente de la zona en la que se encuentren. De esta manera se procura que la señal que a través de este pago se transmite sea uniforme independientemente de la zona, abriendo el camino a la armonización tarifaria derivada de la señal de precio común.
- Por el lado de la generación, se propone que la cantidad resultante de los pagos de la demanda por este concepto se reparta separadamente entre los generadores de ambos sistemas. Esta distinción se contemplará en tanto en cuanto y mientras que la capacidad comercial de interconexión se considere insuficiente para poder justificar que el margen de reserva a ambos lados de la misma es diferente. Así, el conjunto de los pagos recaudados en el sistema español se asignarían a los generadores

instalados en el sistema español en función de su Capacidad Firme y de forma análoga para el caso portugués.

Asignación del incentivo a la inversión

- El regulador de cada sistema determina la cantidad por megavatio de capacidad firme de nueva generación
- El pago se distribuirá entre los consumidores de cada sistema
 - Esta cantidad está vinculada a una decisión individual del regulador de cada zona

La cuantía de esta remuneración podrá transitoriamente no alcanzar el mismo valor por megavatio instalado de Capacidad Firme en ambos sistemas (mientras la capacidad comercial de interconexión no permita considerar que los consumidores de los dos países gozan de la misma garantía de suministro). Así, en la medida en que exista esta diferencia por la decisión de los reguladores de querer tener diferentes incentivos a la inversión, se propone que la asignación de los pagos y cobros vinculados al complemento de inversión se determine de la siguiente manera:

- Por el lado de la generación, tal y como se acaba de indicar, será el regulador de cada sistema el que transitoriamente determine la cantidad que por este concepto supondrá por megavatio de capacidad firme de cada generador.
- Por el lado de la demanda, dado que esta cantidad está vinculada a una decisión individual del regulador de cada zona, el pago se distribuirá consecuentemente entre los consumidores de cada sistema.

5 DETALLES DE IMPLANTACIÓN

Una vez descrito someramente el esquema general de la propuesta, se describen y discuten a continuación los principales elementos del diseño.

5.1 El precio de escasez

- El precio del mercado como indicador de que el sistema se encuentra cercano a tener problemas de cobertura de la demanda
 - Elimina distorsiones asociadas a la previsión de potenciales periodos críticos *ex ante*
- Nivel del precio de escasez
 - Precio elevado: coste de operación de una tecnología de punta razonablemente eficiente con costes de operación altos
 - Se establecerán reglas claras de indexación (combustibles y precio del CO2)
- El precio de referencia es el del mercado diario (y el de los mercados sucesivos)
 - Los generadores deben presentar un programa al Operador del Sistema que les haga estar produciendo al menos su Capacidad Firme si el precio es superior al Precio de Escasez

El precio del mercado como indicador de las necesidades del sistema

Se opta por utilizar el precio (y en concreto el precio de la energía en el mercado diario y posteriores hasta el tiempo real, como se explica más adelante) como el mejor indicador posible de que el sistema se encuentra cercano a tener problemas de cobertura de la demanda.

Hay que resaltar que se trata de una medida *a posteriori*; es decir, que la obligación en la que incurre el generador consiste en dar su potencia firme en cualquier hora del año en la que el precio sea superior al umbral prefijado. Esto obliga a los grupos a tener que estimar cuáles van a ser dichas horas conflictivas, y al mismo tiempo elimina la necesidad de que esta estimación sea hecha por el regulador, o por el Operador del Sistema.

Es una medida que los grupos pueden gestionar correctamente, y que elimina posibles distorsiones asociadas a la previsión de potenciales periodos críticos *ex-ante*. Por ejemplo, si el regulador tuviera que decidir *a priori* cuáles son las horas conflictivas del

año en las que va a exigir la obligación de dar la potencia comprometida, seguramente algunas de las horas inicialmente señaladas como conflictivas serían luego tranquilas y algunas horas que en la práctica fueron críticas pueden no haber sido previstas como tales. Este procedimiento daría lugar a una distorsión en la señal que sería imposible de evitar.

Dentro de las medidas de detección de problemas realizadas *a posteriori* otra posibilidad sería emplear algún tipo de medida del margen de reserva, o algo similar, realizada por el Operador del Sistema, que disparase una alerta indicando que el sistema se encuentra en situación de pre-emergencia. El problema de estas medidas es que es muy difícil hacerlas completamente objetivas. Los cálculos de margen de reserva incluyen estimaciones sobre la potencia firme de los diferentes generadores y sobre el número típico de grupos que pueden estar fallados en el sistema. Y, aunque ésta es la forma técnicamente correcta de hacer esos cálculos, existe un cierto nivel de incertidumbre en ellos. Cuando estos márgenes de reserva son simplemente herramientas indicativas de la situación del sistema, no es problemático que exista una cierta indeterminación en su cálculo, pero cuando existen efectos económicos asociados, esta incertidumbre y en consecuencia posible arbitrariedad, puede constituirse en una fuente importante de conflictos.

Por ejemplo, un generador que está indisponible, y que ha sido sorprendido por una alerta de pre-emergencia dada por el Operador del Sistema, puede argumentar que, siguiendo otros cálculos igualmente razonables, resulta que el sistema no debería haber estado en alerta y, por tanto, no debería haber sido penalizado. De este modo, el procedimiento empleado por el Operador del Sistema puede llegar a ser cuestionado. Además, teniendo en cuenta que los agentes tienen que prever cuáles van a ser los periodos críticos para tener en cuenta la fiabilidad en sus decisiones de operación, parece mejor que no tengan que prever cuáles van a ser las decisiones del Operador del Sistema.

Con este planteamiento existirá un claro incentivo económico para que los agentes gestionen prudentemente por sí mismos sus generadores. Se facilita así notablemente el proceso regulatorio, evitando tener que entrar en una micro-regulación de las decisiones intermedias que hacen que un grupo esté listo para funcionar. Por ejemplo, medidas como la supervisión del requisito de tener un volumen mínimo de reserva de un combustible

alternativo a los generadores con contrato de gas interrumpible dejan de ser fundamentales en el sistema -aunque por prudencia no estaría de más el mantenerlas, al menos por un tiempo-, ya que los propios grupos tendrían un fuerte incentivo a contar con ese combustible alternativo para evitar ser penalizados. De alguna forma, se está liberalizando en parte el proceso, al dar a los agentes mayor capacidad para tomar decisiones sobre cómo cumplir con sus obligaciones.

En el diseño que se propone, tanto el precio de escasez como el valor del pago por capacidad son determinados administrativamente por el regulador. En este caso, el precio de escasez es el umbral que permite al regulador definir de manera transparente las horas en las cuales se va a evaluar en adelante la disponibilidad de los generadores del sistema. De esta manera, se pretende por un lado abordar una reforma prudente y gradual del mecanismo vigente.

Nivel del precio de escasez

Como se apuntaba anteriormente, siempre que el precio sea elevado, eso debe ser interpretado como un signo de que no hay suficiente capacidad de generación disponible en el sistema. En el caso del mercado eléctrico ibérico, en el que se establece que el precio del mercado se obtiene a partir del precio de la oferta -i. e. el precio marginal del sistema corresponde con el coste marginal de operación del sistema- el precio de escasez debe corresponder con el coste de operación de una tecnología de punta razonablemente eficiente con costes de operación altos.

En este sentido, es necesario definir algún régimen de funcionamiento con el que calcular estos costes, ya que los arranques y otras condiciones técnicas de operación pueden tener un impacto significativo en ellos. Aquí se propone calcular el precio umbral sobre la base del coste de operación de una turbina de gas, alimentada con gas natural, razonablemente eficiente y que tuviera que producir durante un número de horas seguidas. Se podría pensar alternativamente en usar un grupo de fuel, pero seguramente en el medio plazo éstos no sean la tecnología óptima de punta.

Metodología de indexación

Este precio de escasez se revisará paulatinamente y se establecerán reglas claras de indexación que permitan que los agentes conozcan las fórmulas con las que va a evolucionar en el futuro. Estas indexaciones harán referencia fundamentalmente al precio internacional de los combustibles y al precio del CO₂, intentando reproducir el impacto de ambas variables en el coste de operación de la tecnología de punta de referencia.

Mercados de referencia y asignación de responsables

Como se ha descrito en el apartado anterior, es preciso establecer un precio de referencia para determinar si el sistema está en situación próxima a la existencia de dificultades para la cobertura de la demanda. Este precio de referencia será el del mercado diario y subsiguientemente el de los mercados secundarios que le suceden (intradarios y desvíos) hasta el tiempo real.

Se propone lo siguiente:

- El precio de referencia es el del mercado diario. Todos los generadores que reciben pagos por garantía de suministro tienen la obligación de presentar un programa al Operador del Sistema que les haga estar produciendo al menos su capacidad firme en las horas de precios por encima del umbral establecido, o de lo contrario serán penalizados, debiendo devolver una parte de lo percibido por garantía de suministro.
- Pueden cumplir con esta obligación bien mediante ofertas presentadas en el mercado diario organizado por OMEL (OMI en un futuro) o bien mediante contratación bilateral.
- Los generadores que no han sido necesarios en el mercado diario -porque el precio del mercado diario no ha superado el precio umbral prefijado- ya no tienen obligación de producir. Esto permite no exigir tiempos muy rápidos de reacción a algunos generadores cuya puesta en marcha puede ser lenta.

Adicionalmente es necesario establecer reglas que impidan comportamientos tales que un generador que no puede producir, pero que sí tiene compromisos por garantía de suministro, decida vender energía en el mercado diario y luego recomprarla mediante ofertas en los mercados posteriores -intradario, por ejemplo- para evadirse de este modo de la penalización asociada a la garantía de suministro.

5.2 Determinación del valor de Capacidad Firme

- La Capacidad Firme inicial se calcula administrativamente y se asigna a cada generador
- La Capacidad Firme de cada generador es atribuida por los reguladores en base a una metodología a presentar por los dos operadores de sistema.
- Criterios de salvaguarda
 - Valores mínimos de Capacidad Firme
 - Restricciones de red
 - La Capacidad Firme de un conjunto de generadores en un nudo con insuficiente capacidad de evacuación al valor máximo que puedan evacuar conjuntamente

Asignación de valores iniciales de Capacidad Firme

En principio, se trataría de estimar cuál es la producción que el generador es capaz de garantizar durante las horas de precios altos. Con el fin de dotar de gradualidad a la medida y al tiempo evitar incertidumbres e inestabilidad en los primeros momentos del procedimiento, esta Capacidad Firme inicial se calcula administrativamente y se asigna a cada generador.

La Capacidad Firme atribuida a cada generador por los reguladores en base a una metodología a presentar por dos operadores de sistema. Este análisis debe tener en cuenta la situación actual de la capacidad de potencia firme que se viene considerando en los dos países. Además, se considera conveniente que la metodología parta de un valor inicial y que la propia evolución del sistema y la aportación real de potencia firme de cada generador permita ir ajustando el valor adecuado.

Criterios de salvaguarda

Adicionalmente, este tipo de criterios generales deben matizarse con los condicionantes concretos de cada instalación, de modo que se apliquen en el cálculo de la Capacidad

Firme ciertos criterios de salvaguarda -por ejemplo, la potencia firme de un generador que no puede producir por causa de una limitación medioambiental debe ser nula-.

Valores mínimos de Capacidad Firme

Se establecerá un nivel mínimo de Capacidad Firme para cada generador -un tanto por ciento del calculado inicialmente, e. g. el 70%- por debajo del cual ya no es posible reducir dicha cantidad, para evitar que una excesiva reducción de estas cantidades deje al sistema en una situación vulnerable desde el punto de vista de la garantía de suministro. La Capacidad Firme que se determina administrativamente para cada grupo es una cantidad máxima. Los agentes pueden modificar esta cantidad a la baja -únicamente, no a la alza- si perciben que no son capaces de cumplir con la obligación exigida⁷.

Restricciones de red

Es necesario reflejar en el cálculo de la Capacidad Firme de los generadores el impacto que la red de transporte tiene en la cantidad de potencia que cada generador puede ofrecer al sistema, con total garantía, cuando el sistema precisa de ella. La red de transporte puede imponer limitaciones a la contribución efectiva de los grupos generadores a la continuidad de suministro del sistema. Un ejemplo claro es el caso de una zona reducida del sistema con una capacidad de evacuación que resulta insuficiente para la cantidad de generación que se ha llegado a instalar en la misma.

La potencia garantizada al sistema, por parte de la generación situada en una zona con insuficiente capacidad de evacuación, nunca podrá superar la capacidad de evacuación de la zona. Por lo tanto, a la hora de determinar la contribución de uno o varios generadores a la fiabilidad de suministro en el sistema, será preciso limitar ésta, en cualquier caso, a la máxima cantidad de potencia que estos generadores puedan evacuar conjuntamente.

No se trata de definir un pago por capacidad distinto para cada nudo de la red, lo cual supondría una complejidad excesiva e innecesaria no justificada por las mejoras en

⁷ De todas formas, dado que en el diseño inicial del mecanismo no se contempla que un grupo resulte penalizado en una cantidad mayor que el propio incentivo recibido en los últimos años, carece de sentido que voluntariamente opten por esa alternativa.

eficiencia que podría reportar. Tan sólo en casos especiales en línea con lo descrito en los párrafos anteriores, se reduce el valor de la Capacidad Firme asignada a un generador si, a causa de su ubicación en la red, puede no ser capaz de suministrar la totalidad de su potencia disponible en una situación de crisis para el sistema. En este cálculo no deben intervenir los costes de operación, pues se supone que en condiciones de emergencia toda la generación disponible debiera estar en funcionamiento, con independencia de si ésta es más o menos eficiente. Por tanto, en caso de contar con una o varias unidades de generación en un nudo o zona tal que la demanda que puede ser servida por éstas es inferior a su potencia disponible agregada, se propone utilizar el siguiente procedimiento para calcular la Capacidad Firme reconocida a cada unidad:

- Limitar la Capacidad Firme reconocida al conjunto de generadores en el nudo al valor máximo que puedan evacuar conjuntamente.
- Repartir esta Capacidad Firme agregada entre las unidades a pro-rata de la Capacidad Firme que a cada una se le hubiese asignado en ausencia de esta restricción de la red.

Así, por ejemplo, si la Capacidad Firme total conectada a un nudo generador fuese de 2500 MW y la capacidad de evacuación de éste fuese de 1500 MW, un generador de 380 MW de Capacidad Firme conectado en el nudo debiera recibir una remuneración de garantía de suministro por solamente $380 \times 1500 / 2500$ MW de Capacidad Firme. Un aspecto importante aquí puede ser establecer una metodología para calcular qué cantidad de demanda resulta accesible a la generación. Esto resulta evidente en el caso de un nudo en el que toda la potencia producida debe ser evacuada, y no tanto si las restricciones de red crean bolsas de generación más grandes donde exista también cierta cantidad de demanda local.

Repotenciones

Estos incrementos de la Capacidad Firme deberían producirse únicamente ante cambios en las características técnicas del equipo -reparaciones, repotenciones, etc.-.

5.3 Cálculo administrativo del pago por capacidad

- El pago por capacidad no depende del volumen de energía demandada
- Cálculo del incentivo a la inversión
 - Se asigna el pago del incentivo a la inversión durante los primeros años de operación de los grupos ya instalados
 - Los años que le resten para agotar el periodo de garantía vinculado al incentivo de inversión, de cinco o eventualmente siete años
- Cálculo del incentivo a la disponibilidad
 - Cantidad que se constituya en un incentivo adicional a la señal del precio de corto plazo a incrementar la fiabilidad del suministro
- Se garantizan plazos mínimos de preaviso para modificar la remuneración por garantía de suministro

En primer lugar, como criterio previo a tener en cuenta, se establece que el pago por capacidad (correspondiente al incentivo a la disponibilidad y al incentivo a la inversión) debe constituir una remuneración fija por megavatio firme [€/MWaño], y por tanto, no debe depender como hasta la fecha en España del volumen de energía demandada⁸.

Cálculo del incentivo a la inversión

En primer lugar, se ha establecido con anterioridad que la cuantía de la remuneración asociada al incentivo de inversión podrá transitoriamente (mientras la restricción de red entre ambos sistemas siga activa de forma que no permita considerar que el margen de reserva es igual a ambos lados de la interconexión) no alcanzar el mismo valor por megavatio instalado de Capacidad Firme en ambos sistemas. Sí que se establece como criterio común el que este pago se garantice a los generadores por igual en sus primeros años de operación (e. g. cinco o siete años) y que se rija por las mismas fórmulas de penalización definidas para el incentivo a la disponibilidad (ver más adelante).

⁸ Esto tiene implicaciones sobre el diseño tarifario que se mencionan más adelante.

Se ha formulado como uno de los criterios básicos del diseño que se propone el de enviar a los agentes y potenciales inversores una señal de necesaria estabilidad de la regulación. Si bien el vigente pago por garantía de potencia en España no estaba vinculado a compromiso alguno de estabilidad, se considera oportuno, en la línea de la garantía que se establece en adelante para nuevos entrantes, asignar el pago del incentivo a la inversión durante los primeros años de operación de los grupos ya instalados en el sistema español -i. e. los que le resten para agotar el periodo de garantía vinculado al incentivo de inversión, de cinco (o eventualmente siete) años-. En Portugal con el nuevo sistema se permite que los productores en régimen ordinario que recientemente se han integrado en el sistema, puedan beneficiarse del incentivo a la inversión. Dado que, a diferencia del caso español, estas centrales en el pasado no han recibido ningún pago, se propone que pasen a recibir este incentivo durante un período de cinco o siete años contado a partir de la fecha de entrada en vigor del mecanismo armonizado a nivel ibérico.

Cálculo del incentivo a la disponibilidad

El incentivo a la disponibilidad constituye una retribución según la cual los reguladores en nombre de la demanda del sistema ibérico pretenden establecer un incentivo adicional al implícito en la señal de corto plazo que supone el precio de la energía en el mercado.

Cuanta menor sea esta cantidad, más se aproximará el despacho resultante al correspondiente a un mercado únicamente de energía (de hecho, se correspondería con el caso en el que el incentivo a la disponibilidad es nulo).

Por tanto, se propone que el regulador destine una cantidad a este concepto, que pueda constituirse en un incentivo válido para que los generadores se vean incentivados suficientemente a incrementar el peso de la fiabilidad del suministro dentro de sus políticas de gestión de las plantas.

Se propone que el pago medio de todos los consumidores del mercado ibérico sea el mismo por unidad de energía, independientemente de la zona en la que se encuentren. De esta manera se procura que la señal que a través de este pago se transmite sea

uniforme independientemente de la zona, abriendo el camino a la armonización tarifaria derivada de la señal de precio común.

Plazos

La remuneración asociada al incentivo de disponibilidad no debe modificarse con un plazo de preaviso menor a dos años, de tal forma que permita a los agentes gestionar sus recursos con el suficiente margen para incorporar la señal definida.

La garantía de la estabilidad de la remuneración vinculada al incentivo a la inversión a los generadores en sus primeros años de operación -e. g. cinco o siete años-, debería permitir a los inversores una estabilidad suficiente como para justificar la construcción de la central. Teniendo en cuenta que, debido a las tasas de descuento, los ingresos futuros tienen menos importancia en la toma de la decisión de invertir cuanto más lejanos en el tiempo se encuentran, cinco o siete años puede considerarse es un periodo suficientemente significativo para que el procedimiento propuesto suponga un incentivo suficiente para realizar nuevas inversiones.

5.4 Procedimientos de penalización

- Actualización del valor de la Capacidad Firme
 - Capacidad Firme: producción media en las horas en las que el precio del mercado haya resultado superior al Precio de Escasez en los últimos cinco años
- Fórmula de reversión
 - Si tras un incumplimiento la Capacidad Firme de un generador se ve reducida en un tanto por ciento, deberá devolver el mismo tanto por ciento de los ingresos percibidos por garantía de suministro durante un número de años previo

A cambio del cobro del incentivo -disponibilidad o disponibilidad e inversión-, el generador adquiere el compromiso de proporcionar la Capacidad Firme asignada, cuando el precio del mercado de referencia (la secuencia de mercados descrita anteriormente) supera el mencionado Precio de Escasez.

El incumplimiento del compromiso tiene para el generador dos consecuencias:

- Verá reducida de cara al futuro su valor de Capacidad Firme.
- Deberá devolver parte de la cantidad recibida por garantía de suministro.

Para ello, el regulador deberá definir dos fórmulas que establecerán, en función del número de megavatios de su capacidad firme no aportados en cada hora en la que el precio del mercado sea mayor que el Precio de Escasez, la cantidad del pago a devolver, y la disminución de la Capacidad Firme futura.

Actualización del valor de la Capacidad Firme

Se definirá una regla de actualización de la Capacidad Firme de los generadores, en función de su disponibilidad en las horas en las que el precio del mercado sea superior al Precio de Escasez. Así, en adelante, se actualizará el valor Capacidad Firme de acuerdo con su producción en las horas en las que el precio del mercado de referencia supere el Precio de Escasez.

Esta actualización del valor de capacidad firme de los generadores, dado que tiene implicaciones en futuras asignaciones (un incumplimiento un año reduce el valor de capacidad firme y por tanto el derecho a percepción de la remuneración en años futuros, en los que eventualmente el incentivo a la disponibilidad pudiera ser mayor), supone un incentivo adicional a incrementar la disponibilidad de los grupos.

Las líneas básicas del procedimiento es la siguiente: como criterio general, se establece que el valor de la Capacidad Firme de un generador es el valor medio de su producción en las horas en las que el precio del mercado haya resultado superior al Precio de Escasez en los últimos cinco años. Se toma un periodo de cinco años con el fin de capturar ciclos hidráulicos y potenciales periodos de escasez de abastecimiento de combustible fósil. De otra forma, sería posible modificar los compromisos de garantía de potencia en función de si se prevé un año seco o húmedo, o en función de los precios del

gas, alejándose de los criterios de planificación y de largo plazo que deben guiar esta asignación.

Fórmula de reversión

El pago por garantía de potencia se traduce en una remuneración anual fija por megavatio de potencia instalada considerada firme [€/MWaño], superior en el caso de tratarse de un generador que lleve instalado en el sistema menos del periodo asociado al incentivo de inversión (e. g. cinco o siete años).

Tal y como se ha descrito con anterioridad, a cambio del pago, el generador se compromete a producir la Capacidad Firme asignada cuando el precio del mercado es mayor que el Precio de Escasez.

En caso contrario, si un generador no produce la cantidad comprometida, debe concluirse que su Capacidad Firme hasta la fecha no era la correcta y por tanto, además de modificar a futuro su valor como se ha descrito en el anterior apartado, debe devolver la parte correspondiente a la cantidad de Capacidad Firme que se le ha reducido por motivo de su incumplimiento.

La regla de reversión es como sigue: si tras un incumplimiento la Capacidad Firme de un generador se ve reducida en un tanto por ciento, el generador deberá devolver el mismo tanto por ciento de los ingresos percibidos por garantía de suministro (incentivos de disponibilidad y en su caso inversión) durante un número de años previo por determinar (por ejemplo dos años).

5.5 Mecanismo de subasta

Plazos de la subasta

Se propone que la subasta incluya un periodo de carencia, entre el instante en el que se realiza la subasta y el momento en el que las obligaciones entran en vigor (por ejemplo, tres años). Este plazo debería bastar para que un nuevo entrante realizase sus inversiones y estuviese en condiciones de producir. Obviamente, para poder llevar a cabo

la construcción de la planta en ese periodo de tiempo es preciso que antes ya se hayan tramitado los permisos, el emplazamiento, etc. pero en general se trata de procesos que consumen una gran cantidad de tiempo pero no una gran cantidad de recursos, de modo que un nuevo inversor podría realizar estos trámites antes de la subasta con un riesgo relativamente pequeño.

Visto desde el ángulo opuesto, tampoco parece razonable aumentar indeterminadamente este plazo para asegurarse de que es posible realizar todas las gestiones después de la subasta, porque ello implicaría aumentar notablemente el plazo y con ello la incertidumbre de los agentes acerca de la evolución del mercado de energía. Por ejemplo, parece extraño vender hoy una energía cuyo periodo de vigencia empieza dentro de seis años.

Retroactividad del precio resultante de la subasta

Los generadores que ya se han instalado, pero que no han resultado ganadores todavía en ninguna subasta, siguen siendo generadores nuevos a efectos de poder participar en las subastas.

Estos grupos pueden participar en las nuevas subastas y, mientras tanto, reciben el mismo incentivo a la inversión vigente en ese momento. Si participasen en una subasta futura y finalmente resultasen adjudicatarios de la misma, cobrarían el precio de la subasta durante el plazo que restase para cumplir el periodo de años en los que el incentivo está garantizado -es decir, si se determina que este periodo son cinco años, hasta que se cumplan los cinco años desde la primera vez que cobraron un pago por capacidad-.

5.6 Participación de la demanda

Se considera, y así se propone, que la contribución de la demanda a la garantía de suministro deberá enfocarse en el contexto del tratamiento de los servicios de interrumpibilidad que se están planteando en el marco de la regulación de los servicios de la gestión de la demanda, y que están en la línea de permitir descuentos en la factura energética si se cumplen determinados requisitos técnicos.

Si no lo incluye ya la regulación de los servicios de gestión de la demanda previamente citados, deberá comprobarse, en consonancia con lo establecido en el apartado siguiente, que la ejecución del ejercicio de interrumpibilidad se refleje en un menor pago del cargo correspondiente al incentivo a la disponibilidad y a la inversión.

En cualquier caso habrá que armonizar entre ambos sistemas la regulación de la participación de la demanda en estos mecanismos.

5.7 Distribución del pago entre la demanda

La asignación a la demanda del coste correspondiente a los pagos por incentivos a la disponibilidad y a la inversión deberán seguir los siguientes criterios:

- No deben existir diferencias en función del tipo de contratación de la energía. Se asignará por lo tanto a la tarifa de acceso.
- Como se ha explicado previamente, el coste de estos incentivos no debe depender de la energía finalmente consumida, por lo que deberá habilitarse un mecanismo de corrección de desvíos de un periodo tarifario a otro en función de la diferencia entre la previsión de demanda realizada a priori para fijar el cargo unitario a cobrar a la demanda y la demanda realmente consumida calculada ex-post. Este mecanismo de desvíos tendrá en cuenta también las distintas penalizaciones ocurridas a lo largo del periodo tarifario correspondiente.
- En la medida que lo permita el diseño de la tarifa de acceso, la distribución de pagos deberá reflejar lo mejor posible la contribución de cada segmento tarifario a la demanda de punta. De esta forma aquellas demandas que modifiquen su perfil de consumo, reduciendo sus consumos en las puntas, pagarían por este concepto un cargo muy reducido.
- En cuanto a la discriminación de los cargos entre la demanda de ambos sistemas, en consonancia con lo descrito previamente en este documento, se considera que

- el incentivo a la disponibilidad supondrá un cargo igual en términos unitarios para toda demanda del MIBEL
- por el contrario el monto total asociado al pago del incentivo a la inversión a los generadores se distribuirá de forma independiente en cada uno de los dos sistemas, de forma que el cargo resultante para la demanda podrá resultar distinto en cada sistema.