

Mecanismos de capacidad y opciones de fiabilidad: criterios de diseño en un contexto con alta incertidumbre

Pablo Rodilla, Paolo Mastropietro* y Carlos Batlle***

Resumen

Desde la implantación inicial de los mercados eléctricos y, en el caso europeo, especialmente en la última década, los mecanismos de capacidad han ocupado un papel central en la discusión regulatoria de los sistemas eléctricos liberalizados. El creciente desarrollo de nuevas y múltiples alternativas de provisión del suministro eléctrico, así como la creciente pero también incierta electrificación de nuevos sectores, complican la planificación de la expansión futura de los sistemas eléctricos. Estas variables, unidas al fuerte impacto de la crisis económica de principios de esta década (con la consiguiente reducción de la demanda) han impulsado un replanteamiento tanto del diagnóstico del problema de la garantía de suministro en el largo plazo en sí como del diseño específico de las posibles soluciones, esto es, de los mecanismos de capacidad. En este artículo inicialmente se introduce esta problemática, para posteriormente poner el foco en un producto de capacidad que representa una alternativa teórica robusta y con grandes posibilidades para hacer frente a los retos de los mercados en la actualidad: las opciones de fiabilidad.

Palabras clave: Seguridad de suministro de largo plazo, mecanismos de capacidad, opciones de fiabilidad.

1. INTRODUCCIÓN

Una de las principales razones que motivaron la liberalización de los sistemas eléctricos y la implantación de mecanismos de mercado fue trasladar la responsabilidad de la toma de decisiones de inversión de las administraciones públicas a los agentes del sector. La idea fundamental consistía en confiar en la libre competencia entre agentes de mercado para reducir los errores de planifi-

* Instituto de Investigación Tecnológica.

** Massachusetts Institute of Technology (MIT), Florence School of Regulation, European University Institute.

cación que los gobiernos habían cometido en el pasado (contando con que los agentes, al tener acceso a la mejor información disponible, serían más certeros) y, como consecuencia, trasladar las potenciales pérdidas económicas derivadas de decisiones equivocadas del conjunto de los consumidores a los mismos agentes.

La idea primigenia era por tanto “dejar al mercado” decidir qué, cuándo y cómo invertir en nuevos recursos de generación. Sin embargo, la realidad está contradiciendo esta premisa original. Parece detectarse un consenso creciente entre los reguladores de los sectores eléctricos en que el mercado necesita de mecanismos regulatorios que tutelen y complementen los procesos de expansión. Estos mecanismos son los que se han venido en denominar mecanismos de remuneración de la capacidad (en adelante CRM, por sus siglas en inglés, *Capacity Remuneration Mechanisms*).

En este artículo, se revisan inicialmente las motivaciones que pueden justificar la conveniencia de diseñar este tipo de mecanismos, para posteriormente revisar los principales elementos de diseño que deben ser tenidos en cuenta. Finalmente, la discusión se centra en el caso particular de las llamadas opciones de fiabilidad. Esta alternativa ha sido implementada en varios sistemas de diversa índole (inicialmente en el sistema colombiano y en el mercado de Nueva Inglaterra y más recientemente en Irlanda e Italia). Aunque el producto se ideó hace ya cerca de dos décadas, aquí, además de la descripción básica, se reconsidera su diseño en el contexto actual de alta penetración de renovables.

2. FALLOS DE MERCADO Y MECANISMOS DE CAPACIDAD

El problema de asegurar la inversión en generación en un contexto de mercado no es una preocupación nueva que haya surgido con el incremento de la penetración renovable, sino que radica en la propia naturaleza del sector. Prueba de ello son los numerosos mecanismos que se han ido diseñando e implementando en las últimas décadas en un número muy significativo de mercados (y en contextos muy diversos). Sin embargo, salvo algunas excepciones (España, Italia e Irlanda, y de forma más o menos explícita Suecia), en el contexto europeo, desde la implantación de los primeros mercados a principios de los noventa, estos mecanismos

fueron considerados como tremendamente nocivos no solo por los reguladores sino también por los principales agentes del sector.

En la última década, especialmente desde que el gobierno de Gran Bretaña reconsideró esa posición y diseñó su propio CRM, estas soluciones regulatorias han cobrado una renovada relevancia en el contexto europeo y algunos países ahora promueven abiertamente su inclusión en el diseño de mercado no solo de manera provisional (RTE, 2018). Esto no significa, sin embargo, que la situación se haya revertido por completo; los CRM siguen teniendo un buen número de detractores y la Comisión Europea sigue intentando limitar el uso de estas herramientas regulatorias por su posible impacto en el mercado interno de energía.

Analizar los motivos que han conducido a este cambio de posición es complejo y siempre controvertido. Uno de los principales argumentos de los nuevos promotores de la implantación de estos mecanismos es la penetración de recursos de generación renovable. A continuación, de forma somera, se reflexiona sobre este particular.

2.1. El persistente pecado original: la inacción de la demanda

Uno de los factores básicos para que un mercado funcione es obviamente que tanto los ofertantes como los demandantes del activo negociado participen adecuadamente en el mercado. Por ejemplo, es necesario que, por el lado de la oferta, exista la suficiente presión competitiva para obligar a que los precios de venta reflejen adecuadamente los costes (marginales) de provisión.

De igual o incluso mayor importancia es la necesidad de que la demanda refleje mediante sus ofertas el verdadero valor que para ella tiene en cada momento el activo (en términos económicos, que las ofertas de compra de la demanda reflejen su verdadera función de utilidad). Este es un factor fundamental para conseguir la maximización del beneficio social neto tanto en el corto como en el largo plazo.

- En el corto plazo porque, si la demanda no expresa el valor que tiene en cada momento lo que consume, puede terminar pagando un precio mayor del que

en realidad correspondería (el que optimiza su función de utilidad). En los momentos de escasez de generación, si la demanda no oferta en el mercado, el precio en teoría podría subir a infinito. Por este y otros motivos, desde que se implantaron los primeros mercados de electricidad, los reguladores diseñaron límites artificiales de precio, que no solo afectan a la programación óptima en el corto plazo, sino que pueden llegar a condicionar la adecuada toma de decisiones de inversión.

- En el largo plazo, los precios de la electricidad, como el de otros muchos activos o servicios, están sujetos a un número creciente de incertidumbres. Estas incertidumbres afectan especialmente a los inversores en recursos de generación, debido a lo intensivos en capital que son estos activos. Ante esta realidad, lo que teóricamente debería esperarse sería que la demanda buscara firmar algún tipo de cobertura a largo plazo, que a su vez permitiría a los inversores mitigar su aversión al riesgo. El hecho de que esto no ocurra es la principal causa que justifica la intervención de los reguladores en el mercado, imponiendo de alguna manera a la demanda la obligación de sufragar algún tipo de garantía a largo plazo. Estas “soluciones” regulatorias son los llamados CRM.

2.2. La influencia de los precios máximos

El primer argumento teórico que justificó originalmente la necesidad de diseñar pagos por capacidad fue la existencia de precios máximos. En teoría, que el regulador no permita (de forma explícita o implícita) que el precio refleje adecuadamente las situaciones de escasez, es decir, que no alcance altos niveles que reflejen lo que la demanda estaría dispuesta a pagar por evitar cortes en el suministro, reduce el incentivo para que se instalen en el mercado plantas de generación cuyo objeto sería precisamente evitar estas situaciones. Esto se ha conocido tradicionalmente como el *missing money problem*. Este problema hace referencia a que la remuneración que provee el precio del mercado de corto plazo no es suficiente para que las plantas del *mix* de generación que idealmente debieran instalarse bajo criterios de eficiencia logren recuperar sus costes de inversión. El monto de dinero faltante (lo que en rigor es el citado *missing money*) se debe precisamente a la limitación artificial del precio de mercado con respecto al que

realmente debería haber en situaciones de escasez. En estas condiciones, este precio debería ser igual al precio que está dispuesto a pagar la demanda por no ser interrumpida¹.

Sin embargo, si bien este factor no ha dejado de ser señalado como clave para la necesidad de implantar un CRM, en la mayoría de experiencias internacionales no parece que los precios máximos hayan realmente constituido un factor clave. De hecho, el periodo con mayores inversiones en generación de electricidad se produjo a finales de los noventa y principios de los dos mil, justo cuando los precios máximos definidos administrativamente eran más restrictivos. Paradójicamente, el frenazo inversor se ha ido produciendo más adelante, cuando estos precios máximos en un buen número de mercados europeos han ido creciendo paulatinamente. De hecho, en la actualidad (Comisión Europea, 2016), el precio máximo en una buena parte de los Estados miembros es 3.000 €/MWh (no es el caso español, en donde persiste una limitación de oferta en el mercado diario de 180 €/MWh, aunque esta limitación no es tal en los mercados posteriores al diario).

En mercados eléctricos de otros continentes distintos al europeo se han diseñado precios máximos todavía mayores, como es el caso de ERCOT en EE.UU. donde el precio máximo en el mercado diario es de 9.000 US\$/MWh, o del *National Electricity Market* del Sureste de Australia donde es 14.500 A\$/MWh (aproximadamente 10.000 US\$/MWh).

Hay que destacar que, en un buen número de Estados miembros de la Unión Europea, el valor máximo solo se ha alcanzado en contadísimas ocasiones (el caso español, a pesar de contar con uno de los precios máximos más restrictivos, es un buen ejemplo), lo que refuerza el argumento anterior, ya que no parece que haya supuesto un impedimento para las nuevas inversiones en el pasado. Sin embargo, como se discute brevemente más adelante, precios máximos muy restrictivos, especialmente si la demanda sigue sin participar de forma activa en el mercado de corto plazo, sí pueden constituirse en un problema significativo en un mercado con gran penetración de renovable.

¹ Para más detalles sobre el coste (y valor) de la demanda interrumpida, véase Linares y Rey (2013).

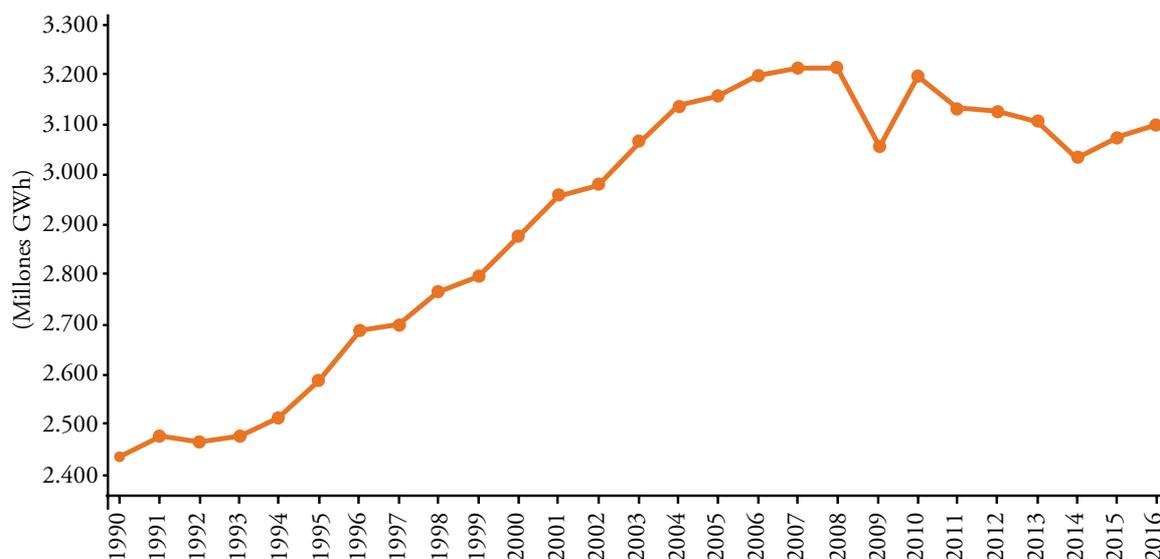
2.3. Planificación de la expansión y garantía de suministro de largo plazo: nuevos factores para viejos problemas

Cuando durante los noventa y la primera mitad de la década de los dos mil se desarrolló la liberalización de los sistemas eléctricos europeos, la demanda de electricidad se incrementaba de forma constante, y nada hacía presagiar que se pudiera producir una desaceleración. Al tiempo, había un completo consenso en la existencia de una única tecnología hegemónica sobre la que fundamentar la que se preveía como necesaria expansión del parque generador: el ciclo combinado de gas. Por tanto, la incertidumbre que los agentes inversores percibían podía considerarse como reducida. Al tiempo, la propia liberalización supuso un acicate para las empresas eléctricas, que, percibiendo la existencia de nuevos competidores, se lanzaron con decisión a acometer nuevas inversiones. En el caso español, entre los años 2002 y 2008 se produjo la entrada de cerca de 22 GW de plantas de ciclo combinado de gas (REE, 2009), lo que suponía en este último año un 32% de la capacidad instalada total del sistema.

Sin embargo, como evidencian por sí solos los gráficos 1 y 2, la realidad desmintió estas previsiones. Una buena parte de las nuevas inversiones en generación se plantearon en los primeros dos mil, en los cuales el crecimiento de la demanda era muy significativo. A partir de mitad de la década, este crecimiento empezó ya a mitigarse. Y, posteriormente, la severa crisis económica que afectó a la economía de la Unión Europea se tradujo en una severísima corrección del esperado incremento de la demanda (que de hecho no solo dejó de crecer, como se esperaba, sino que decreció significativamente, como se muestra en el gráfico 1). Mientras que durante el periodo 1995-2005 el consumo de electricidad se incrementó por encima del 20% (lo que proyectado hubiera conducido a un consumo, en 2015, de cerca de 4.000 TWh), la realidad fue que, entre 2005 y 2015, la demanda se redujo alrededor del 3% (nada menos que 1.000 TWh de los 4.000 que las previsiones más optimistas podían esperar). Este factor ya de por sí era más que suficiente para provocar una justificada conmoción para el sector, incrementando la futura aversión al riesgo a la hora de afrontar nuevas inversiones.

Aunque no en todos los casos puede afirmarse que tuviera un impacto siquiera

Gráfico 1

Generación neta de electricidad en la UE-28, 1990-2016Fuente: ec.europa.eu/eurostat

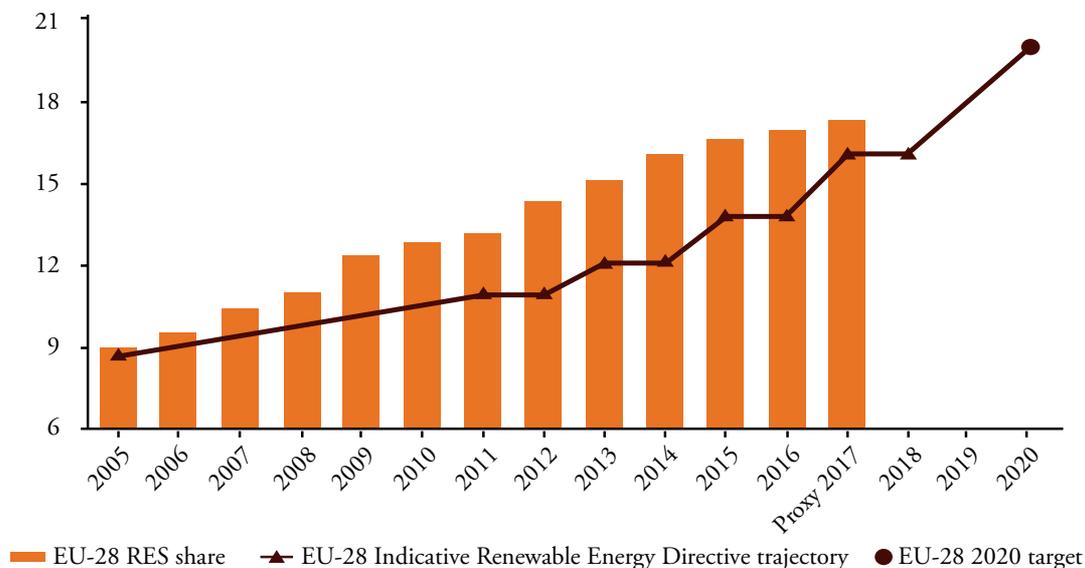
comparable al dramático decremento de la demanda, el decidido y, en algunos casos, no completamente esperado impulso a la penetración de energía renovable (ver gráfico 2), abundó en la reducción del denominado como “hueco térmico”, es decir, la cuota de mercado de las centrales termoeléctricas.

Estos elementos condujeron a que el factor de utilización de las nuevas inversiones alcanzase, en algunos países, niveles significativamente menores a los que los inversores se podían esperar en la peor de sus previsiones. Por ejemplo, en Italia entre 2010 y 2014, la producción de los nuevos ciclos combinados se redujo prácticamente a la mitad; el factor de carga, que era del 44% en 2010, se redujo al 26% en 2014 (Mastropietro *et al.*, 2018). En el caso español, si bien el desarrollo de la generación renovable fue importante, no estuvo significativamente por encima de lo estimado en el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010. El objetivo declarado en aquel plan era de un mínimo del 29,4% de generación eléctrica con renovables sobre el consumo bruto de electricidad, mientras que el objetivo alcanzado en 2010 fue de un 29,2% (DYNA, 2013).

Gráfico 2

Cuota de generación renovable en la UE-28, 1990-2016

(Porcentaje)



Fuente: www.eea.europa.eu

2.4. Generación renovable y cambios en el régimen de funcionamiento

Como se ha hecho más que patente en aquellos sistemas que han apostado a gran escala por estas tecnologías, un alto nivel de penetración de fuentes renovables tiene importantes implicaciones que afectan al sistema en todos los horizontes de tiempo: desde la operación y control en el corto plazo hasta la planificación en el largo plazo.

En el corto plazo, la alta penetración de generación intermitente cambia de forma relevante el régimen del despacho. Las plantas de generación térmica, en la época en la que se pusieron en marcha los mecanismos de mercado, se esperaba que jugaran un papel en su mayoría de generación de base (es decir, caracterizadas por factores de planta altos). Sin embargo, la creciente penetración renovable requiere un patrón de funcionamiento completamente contrario: en el futuro, se espera que estas plantas pasen a jugar un papel de salvaguarda del sistema, reflejado en regímenes de producción de bajos factores de planta (pocas horas de producción por año).

A su vez, el ciclado² de las plantas térmicas se vuelve mucho más frecuente. Esto incrementa el desgaste y el coste asociado a la producción térmica. Cuando el ciclado se vuelve más extremo, pueden aparecer también puntas de precio más elevadas que las que había antes, en particular durante las horas de mayor requerimiento térmico. Esto puede ocurrir cuando, por ejemplo, una central térmica tenga que arrancar para producir solo durante dos horas (el precio tendrá que ser elevado en esas dos horas para que la planta pueda recuperar su coste de arranque y su coste variable en dicho periodo).

Estos dos factores conllevan que el parque que se diseñó, no hace mucho más de una década, con unas expectativas en mente, se pueda “desadaptar” de forma creciente. Las plantas mejor preparadas para enfrentarse al escenario venidero deberían ser menos intensivas en capital que las que se planificaron entonces (dado que se espera que produzcan durante menos horas) y al tiempo más flexibles, para hacer frente a la volatilidad inherente a la disponibilidad de los recursos de generación renovable.

Al mismo tiempo, el régimen de precios esperado en el mercado debe cambiar de forma correspondiente. La alta penetración de generación variable incrementa la volatilidad del precio de corto plazo: aparece un número significativo de horas con precio muy bajo y también un número de horas (mucho menor) de precios elevados, que, en situaciones de escasez, deberían llegar a alcanzar precios que reflejen el valor de la energía no suministrada.

Para poder conseguir una integración lo más eficiente posible de estas fuentes de energía renovables intermitentes, hay un total acuerdo sobre la necesidad de realizar una revisión amplia del diseño de los mercados de electricidad en general (de largo, corto y muy corto plazo), ver por ejemplo IRENA (2017), Pérez-Arriaga *et al.* (2016) o Newbery *et al.* (2017). Aquí se centra la atención en los mecanismos de largo plazo.

2.5. CRM como mecanismos de gestión de la creciente incertidumbre

Como se ha mencionado con anterioridad, la causa más relevante que dificulta las inversiones necesarias en generación es el riesgo asociado al precio del mercado de

2 El ciclado de una planta térmica se refiere al ciclo de arranque, producción y parada.

energía en el futuro. Al contrario de lo que a menudo se suele argumentar, no es la incertidumbre de corto plazo lo que dificulta en mayor grado las inversiones. Un precio medio suficientemente alto durante las horas en las que produce una determinada tecnología puede incentivar su inversión independientemente de la volatilidad de corto plazo. La razón principal detrás de la falta de inversión es la incertidumbre de dicho precio medio en el largo plazo³, que es hoy muy superior a la que existía hace un par de décadas. Esto es así por varios motivos, entre los que cabe destacar:

- El futuro se percibe hoy sujeto a intervenciones regulatorias no siempre predecibles. Por ejemplo, es evidente que los objetivos de índole medioambiental⁴ tienen y tendrán un rol preponderante en la expansión de los sistemas eléctricos. Sin embargo, estos objetivos y el cómo lograrlos no están totalmente definidos a día de hoy en muchos sistemas.
- Se ha producido un espectacular impulso en las curvas de aprendizaje de las nuevas tecnologías y es difícil predecir cuál será la evolución futura y donde está el suelo de sus costes de inversión.
- Existe un significativo desarrollo de las herramientas de gestión y respuesta de la demanda y de los equipos de almacenamiento que, si se integran de forma eficaz en el sistema, tienen el potencial de deprimir de forma considerable los picos de precio.

La solución a este problema asociado a la incertidumbre de precio de largo plazo podría y debería encontrarse en los mercados de largo plazo, a través de los que la generación (tanto la convencional como la renovable) podría asegurar la recuperación de sus costes de inversión. Desgraciadamente, el reducido papel de la demanda (la contraparte teórica de la generación), que no termina de percibir que los precios del mercado supongan un peligro real, hace que estos mercados no existan en la actualidad, al menos en los plazos necesarios para asegurar una inversión en generación.

³ Por incertidumbre de largo plazo, nos referimos precisamente a la incertidumbre asociada al precio medio anual que percibirá cada tecnología en los futuros años.

⁴ Ver por ejemplo Pérez Arriaga y Linares (2008).

Los mecanismos regulatorios de largo plazo tienen que buscar incentivar a la generación a la vez que se combaten los fallos del mercado discutidos hasta este punto de la forma más efectiva y eficiente posible⁵. En la siguiente sección se analizan las decisiones principales de diseño de estos mecanismos.

3. ELEMENTOS DE DISEÑO DE LOS MECANISMOS DE CAPACIDAD

Los mecanismos de capacidad, en sus múltiples variantes, buscan de una forma más o menos acertada ofrecer un escenario más atractivo al generador, bien reduciendo su incertidumbre (con contratos financieros), bien incrementando sus ingresos esperados (con un pago adicional por producción o disponibilidad en ciertos periodos) o bien haciendo ambas cosas a la vez. Por otro lado, la demanda obtiene también un escenario menos incierto por la mayor capacidad que se instala gracias al mecanismo y porque, asociado al mismo, el regulador añade en ocasiones un contrato financiero en el compromiso (*e.g.* un contrato *forward*, una opción financiera, etc.) que ayuda a estabilizar o limitar el precio del MWh.

De cara a clasificar y analizar los mecanismos de seguridad de suministro hay fundamentalmente dos alternativas. La primera, y más clásica, consiste en agrupar las experiencias internacionales en torno a una serie de mecanismos-tipo. Entre estos mecanismos-tipo nos encontramos por ejemplo con los “mercados de capacidad”, las “obligaciones de capacidad”, las “opciones de fiabilidad”, las “subastas de energía de largo plazo”, las “reservas estratégicas” y los “pagos por capacidad”. Esta es la clasificación que está en línea con los documentos publicados en el contexto del Mercado Interior. Véase por ejemplo (ACER, 2013) o (Comisión Europea, 2013).

Este primer tipo de clasificación se centra fundamentalmente en la naturaleza de lo que se compra (capacidad, energía, opciones, etc.) y/o en cómo se com-

⁵ Adicionalmente, hay que aclarar que, si se busca cumplir con objetivos específicos tales como una cuota de producción de alguna tecnología, volúmenes de almacenamiento de largo plazo (véase el bombeo o baterías) por seguridad de suministro, o probabilidades de escasez anormalmente bajas, normalmente hará falta una remuneración complementaria a la de un mercado eficiente para alcanzarlos, ya que el mercado no es capaz de alcanzar por sí solo estos objetivos definidos de forma externa.

pra (a través de una subasta centralizada, a través de subastas descentralizadas, bilateralmente⁶ o definiendo administrativamente el precio del producto). La aparente ventaja de esta alternativa es que ofrece una clasificación sencilla de los mecanismos. Pero la realidad es que tal agrupación es muy imprecisa y pierde en la práctica detalles muy importantes sobre diversos elementos de los mecanismos que juegan un papel fundamental. Por poner un par de ejemplos ilustrativos: el mecanismo de opciones de fiabilidad implementado en Colombia difiere significativamente del mecanismo de opciones de fiabilidad implementado en New England, y el mercado de capacidad implementado inicialmente en PJM poco tiene que ver con el mercado de capacidad que funciona hoy día en ese sistema.

La segunda alternativa de clasificación de los mecanismos, mucho más general y exhaustiva, consiste en identificar y evaluar por separado cada uno de los diversos elementos de diseño que han de ser definidos por el regulador. Los principales elementos de diseño de estos mecanismos son: (i) la definición del producto, (ii) la determinación del precio (y de la cantidad) del producto, (iii) la definición de las contrapartes, y (iv) el mecanismo de compra. Analizamos brevemente cada uno de estos cuatro a continuación.

3.1. Definición del producto

En el fondo, todos los mecanismos de seguridad de suministro consisten en que el regulador define un producto que será adquirido a los generadores en nombre de la demanda (o en su defecto se obligará a las comercializadoras a que lo adquieran, lo que es equivalente). Estos productos pueden implicar un compromiso físico de producción o disponibilidad (durante todo el año o solo en los periodos críticos), financiero (una cobertura de precio durante todo el año o solo durante periodos críticos) o ambos de forma simultánea.

⁶ Por ejemplo, la diferencia entre un mercado de capacidad y un mecanismo de obligaciones de capacidad es, fundamentalmente, el que la adquisición del producto se lleva a cabo a través de una subasta centralizada o a través de negociaciones bilaterales (entre los agentes que representan a la demanda en el mercado y la generación) respectivamente.

3.1.1. Productos que incluyen un compromiso físico (de producción o disponibilidad)

La primera alternativa trata de garantizar que haya suficientes grupos instalados con capacidad de producir durante los periodos críticos, remunerando el mecanismo precisamente esta capacidad.

En el Reino Unido, el mecanismo de capacidad que se ha implantado actualmente se centra exclusivamente en incentivar la capacidad de producir en los periodos críticos (esto es lo que se conoce como potencia firme, y que se revisará unas líneas más abajo). En el caso de que no suministren lo que se espera de ellos, los generadores son penalizados. El mecanismo implementado en Francia va también en esta línea. En el otro lado del Atlántico, los mecanismos implementados en PJM y NY-ISO son también mecanismos donde solo hay un compromiso físico sujeto a penalizaciones (explícitas o implícitas) si la capacidad instalada no produce en los períodos críticos.

En todos estos casos no hay cobertura financiera ni para la demanda ni para la generación. Si se producen periodos de escasez, la demanda tendrá que pagar precios elevados (idealmente el precio de la energía no suministrada).

Como es evidente, la determinación del periodo crítico es un aspecto clave en este tipo de productos, y ha sido uno de los temas más controvertidos. En la experiencia internacional nos encontramos con definiciones del periodo crítico en función de la demanda, de la estación, etc. El problema es que muchas de las metodologías para determinar el periodo crítico no suelen ser suficientemente robustas. Por ejemplo, identificar los periodos críticos en función de la demanda puede dejar de ser una opción adecuada en un contexto con muy alta penetración de renovables (una demanda muy elevada acompañada de una elevada producción de renovable no supondrá un periodo realmente crítico para el sistema). Lo mismo ocurre cuando se identifica en un sistema hidráulico el periodo crítico como la estación seca, dando incentivos para que se reserven los recursos para dicha estación, dado que esto podría resultar en situaciones críticas en otras estaciones (por un uso excesivamente conservador del agua). La identificación del periodo crítico debería ser robusta ante posibles cambios

en la composición del *mix* o ante las estrategias de gestión de los recursos de los agentes.

3.1.2. Productos que incluyen un compromiso financiero

La segunda alternativa busca cubrir parte del riesgo de precio de los agentes del mercado. Esto se puede lograr firmando un contrato financiero (*e.g.* un contrato por diferencias, una opción, etc.) con la generación. Este contrato puede ser por una cantidad fija o por una cantidad variable.

Existe un amplio abanico de opciones en cuanto a las características de los posibles contratos financieros que el regulador puede firmar con los agentes, con algunas alternativas que cubren en mayor medida que otras el riesgo de las dos contrapartes (generación y el regulador, actuando en nombre de la demanda). Como en cualquier otro tipo de intervención, el regulador debe aplicar su mejor criterio sobre lo que maximiza el beneficio social en el sistema. No obstante lo anterior, hay un cierto consenso sobre que no conviene contratar todas las horas del horizonte el 100% de la energía a muy largo plazo, ya que, de lo contrario, no se daría a la demanda el incentivo de participar en los mercados de largo plazo, lo cual es la solución más eficiente al problema (y la solución deseable para el futuro de los sistemas eléctricos).

Conviene resaltar que un producto puramente financiero no garantiza que nueva generación vaya a venir al sistema, aunque al ofrecer una herramienta de muy largo plazo para la gestión del riesgo, indirectamente podría hacer más atractivas las posibles inversiones en el sector y por lo tanto facilitar la llegada de dicha generación.

Un producto puramente financiero es un producto “teórico” que no ha sido implantado en la práctica en ningún sistema como mecanismo regulatorio de largo plazo. El miedo a no tener ningún tipo de garantía de que haya producción física detrás de los contratos financieros ha descartado por lo general esta opción. Lo que sí hay, y representa una alternativa elegida en varios sistemas, es un producto que combine un compromiso físico y un compromiso financiero.

3.1.3. *Compromiso físico y financiero*

La tercera alternativa consiste en combinar un compromiso físico y un compromiso financiero en un único producto. De este modo se logra aunar todas las ventajas anteriores: dar una cobertura a ambas contrapartes y asegurar la presencia de generación capaz de producir en los periodos críticos. Este es el enfoque que se ha seguido en Latinoamérica en general, en ISO-NE y también en los futuros mecanismos de largo plazo de Irlanda e Italia.

Por poner un ejemplo práctico, en Brasil, la seguridad de suministro se garantiza a través de subastas de suministro de electricidad a largo plazo. En estas, los generadores ofrecen contratos financieros de energía (*forward* u opciones⁷), con liquidaciones anuales. Para firmar esos contratos es necesario que el generador tenga una capacidad de generar en situaciones de escasez (otra vez, la energía o potencia firme, la cual es certificada por el regulador).

3.1.4. *La potencia firme*

Por lo general, el regulador certifica la cantidad que una central puede vender en el mecanismo (y, por lo tanto, limita también la remuneración que podrá percibir cada planta). Este límite a la cantidad máxima que un generador puede vender se suele denominar potencia firme⁸ y representa la contribución de la planta a la seguridad de suministro del sistema.

Lo ideal sería que esa aportación se calculara con un modelo de simulación capaz de, por un lado, representar el despacho económico esperado en el futuro (incluyendo la penetración esperada de renovable) y, al tiempo, estimar y valorar la contribución de cada grupo en términos del objetivo de seguridad de suministro. Esta contribución se puede medir como la producción en los periodos críticos, que como hemos comentado antes, pueden ser definidos de diversas maneras.

⁷ En este diseño, los precios *strikes* ofrecidos en los contratos se encuentran en el entorno de los costes de operación de corto plazo de las centrales térmicas.

⁸ En la experiencia internacional y en la literatura ha recibido muchos otros nombres, como suministro firme, energía firme, potencia de suficiencia, *capacity credit*, etcétera.

3.1.5. Periodo de carencia y duración del contrato asociado al producto

Otros parámetros del producto que juegan un papel muy importante son los relacionados con los horizontes de tiempo asociados al mismo, como es el caso del periodo de carencia o la duración del contrato.

Si de verdad se quiere reducir el riesgo del inversor, es fundamental que este pueda asegurar las condiciones que va a recibir de una forma estable antes de acometer la inversión. Esto implica que el periodo de carencia sea igual o superior al tiempo que requiere llevar a cabo y construir el proyecto de generación (por ejemplo, tres años es suficiente para las principales tecnologías, aunque no para todas).

Por otro lado, la duración del contrato tiene que buscar el compromiso entre cubrir un número suficiente de años al nuevo entrante, a la vez que no compromete el precio de la energía a la demanda por un periodo excesivamente largo. De este modo, se suele considerar que de cinco a siete años se logra este compromiso razonable.

3.2. Mecanismos de precio y mecanismos de cantidad

El regulador puede optar por dos alternativas a la hora de establecer el precio y la cantidad del producto asociado al mecanismo, fijando bien el primero o el segundo.

En los llamados “mecanismos de precio”, el regulador fija el precio y deja que el mercado decida la cantidad que traerá al sistema⁹. La otra alternativa es un mecanismo de cantidad, donde el regulador determina la cantidad necesaria del producto para cumplir con los objetivos de suficiencia (*e.g.* 45.000 MW de potencia firme instalada) y dejar al mercado que establezca el precio del producto (esto es, el precio de cada MW firme en el ejemplo anterior) a través de algún mecanismo de mercado (centralizado o no).

Con respecto a este elemento de diseño, la tendencia clara actual tanto en América como en Europa es la de únicamente implementar mecanismos de cantidad.

⁹ En el contexto de los mecanismos de seguridad de suministro, esta alternativa suele denominarse de forma general como “pagos por capacidad” (independientemente de las características del producto asociado, lo cual, en línea con lo que se comentaba al principio de esta sección, es más que confuso).

3.3. ¿Qué recursos pueden vender el producto en el mecanismo?

En el mecanismo hay que definir qué generación puede vender el producto. En el diseño de algunos mecanismos se ha discriminado algunos tipos de generación frente a otros, por ejemplo la generación renovable frente a la convencional, o a la nueva inversión frente a las centrales ya existentes. Esta discriminación puede realizarse implícitamente en la definición del producto.

En general, todos los recursos que contribuyen a lograr la seguridad de suministro deseada deberían poder participar en el mecanismo de capacidad y recibir la señal de precio correspondiente. Estos recursos que potencialmente deberían participar incluyen la generación convencional, la respuesta de la demanda, el almacenamiento y por supuesto la energía renovable. La pregunta fundamental que surge es la de cómo lograr que todos estos recursos puedan competir en igualdad de condiciones en el mecanismo.

Una alternativa sería la de definir varios productos diferentes (y todos ellos disponibles para todas las tecnologías), con algunos que se adapten mejor a unas tecnologías y otros mejor a otras. El problema con este enfoque es que la casación se complica significativamente, ya que no es evidente desde el punto de vista del regulador determinar cuánto comprar de uno u otro producto. La otra alternativa es permitir ofertar en portfolio (dando así, por ejemplo, entrada a los agregadores). Agregar recursos permite al agente que agrega participar más fácilmente en la provisión del producto del mecanismo, sean cuales sean las características de este producto.

3.4. Mecanismo de compra: subastas centralizadas, subastas no centralizadas, contratación bilateral, etcétera

A la hora de organizar la compra, el regulador puede llevarla a cabo de forma centralizada (por ejemplo, a través de una subasta centralizada) o por el contrario puede dejar esta tarea a la demanda (libre y comercializadoras reguladas) sujeto a una obligación de cumplimiento, bien a través de subastas descentralizadas o de contratación bilateral.

Hay dos ventajas asociadas a la compra centralizada: un mejor aprovechamiento de las economías de escala (lo cual es más relevante en sistemas más pequeños) y una mayor transparencia.

Las subastas centralizadas son públicas, y por tanto mucho más transparentes. Esto representa una gran ventaja en un contexto donde exista integración vertical. Con una estructura verticalmente integrada, las comercializadoras reguladas no solo no tienen incentivos para diseñar un mecanismo que resulte en el menor precio posible para el consumidor final, sino que incluso podrían gestionar la subasta descentralizada o los compromisos bilaterales de forma que se adquiriera la totalidad del suministro requerido de la generación que pertenezca a su mismo grupo a un precio difícilmente fiable. En este marco, como se analiza en (Batlle, Barroso y Pérez-Arriaga, 2010), una subasta centralizada hace mucho más difícil a los participantes abusar de su posición de integración vertical.

4. UN PRODUCTO CON BUENAS PROPIEDADES: LA OPCIÓN DE FIABILIDAD

En esta sección analizaremos el producto de la opción de fiabilidad; un producto que logra dar respuesta a dos de los aspectos más relevantes y más complejos de los mecanismos de capacidad: identificar de forma robusta del periodo crítico y ofrecer una cobertura adecuada a la demanda y a la generación.

4.1. Identificación robusta del periodo crítico

La mayoría de los mecanismos de capacidad incluyen una definición explícita de un periodo crítico¹⁰, durante el cual cada agente con un compromiso de fiabilidad debe proporcionar el producto vendido en la subasta (el compromiso físico y/o financiero). Como hemos comentado previamente, muchas de las definiciones habitualmente empleadas son poco robustas ante cambios en el sistema.

¹⁰ También llamados periodos de escasez, o periodos de racionamiento, dependiendo de la nomenclatura utilizada.

En (Batlle y Pérez-Arriaga, 2008) se dan algunas recomendaciones para la selección del indicador del periodo crítico, identificando el precio del mercado de corto plazo como el mejor “termómetro” de las condiciones de escasez en un contexto de mercado. Esta observación debería ser aún más válida en el futuro, en un escenario en el que se incremente la flexibilidad de la demanda y de mayor penetración renovable. Este indicador del periodo crítico claramente supone que existe una referencia suficientemente líquida en el mercado de corto plazo del sistema.

Uno de los pilares de la opción de fiabilidad es precisamente que define las condiciones críticas en torno al precio del mercado. Siguiendo la propuesta de (Vázquez, Rivier y Pérez-Arriaga, 2002), el precio de alguno de los mercados de corto plazo se puede utilizar como indicador de los periodos críticos, definiendo estos como aquellos periodos durante los cuales este precio supere un precio umbral o precio *strike* predefinido. La definición del nivel de este precio umbral no es en cualquier caso evidente, si bien debiera ser tal que no interfiriera con los costes admisibles de generación. Identificar así el periodo crítico, supone una alternativa robusta ante posibles cambios en la composición del *mix* o ante las estrategias de gestión de los recursos de los agentes.

4.2. Una cobertura financiera solo para situaciones excepcionales

Tal y como se ha analizado previamente, gran parte del problema de las señales para la inversión deriva de no disponer de herramientas adecuadas para gestionar el riesgo asociado al precio de mercado. Por esta razón es recomendable que el producto de capacidad del mecanismo incluya algún tipo de contrato de largo plazo que sirva para proporcionar una cobertura que mitigue esta incertidumbre.

Un producto que logra un buen compromiso entre los criterios que se han visto es una opción tipo *call* con un precio *strike* de ejercicio alto, idealmente superior a los costes de producción de todas las centrales de generación del sistema¹¹. A través de esta opción, el generador que vende el producto al regulador se com-

¹¹ Pero, a su vez, este precio *strike* debe estar por debajo del valor de la energía no suministrada. Cuanto más por debajo, mayor cobertura se le ofrece a la demanda.

promete a ofrecer energía a un determinado precio (en concreto al precio *strike*) y corresponderá al regulador, por lo tanto, decidir si compra la energía a ese precio o no. Lógicamente, el regulador optará por comprarla y hacer efectiva la opción cuando el precio del mercado sea superior al precio *strike*. De este modo, el regulador se garantiza que el suministro de energía no supere dicho precio *strike*. A cambio de este “seguro”, el regulador pagará al generador una prima.

4.3. La opción de fiabilidad

La combinación de los dos elementos anteriores nos lleva al producto conocido como opción de fiabilidad (*reliability option*). Los mecanismos recientemente introducidos en Italia e Irlanda y que han sido recientemente aprobados por la Comisión¹² se basan precisamente en este producto.

Así el precio de *strike* tiene dos funciones: por un lado, identifica el periodo crítico, y por otro, actúa como un *price cap* “flexible” para la demanda que ha adquirido el producto (y solo para la generación que ha vendido el producto).

4.4. Diseño avanzado de la opción de fiabilidad en el contexto actual

En la presente subsección se analizan brevemente tres aspectos del diseño de las opciones de fiabilidad, que son particularmente relevantes a día de hoy: (i) cómo determinar el precio *strike*, (ii) cómo lograr que la generación que venga al sistema a través de mecanismo provea la flexibilidad de operación necesaria, (iii) el papel de una penalización explícita por no producir en los periodos críticos.

4.4.1. Determinación del precio *strike* de la opción de fiabilidad

En la determinación del precio de *strike* para definir el umbral de las condiciones de escasez (y el precio de ejercicio de la opción), se deben tener en cuenta dos aspectos (Vázquez, Rivier y Pérez-Arriaga, 2002):

¹² Para más detalles, véase Comisión Europea (2017 y 2018).

- El precio de *strike* debe estar definido por el regulador basándose en una fórmula disponible para todos los agentes interesados y debe ser único para todos los agentes que participen en el mecanismo. Permitir a los agentes ofertar tanto el precio *strike* como la prima por la opción asociada, añadiría una complejidad importante al mecanismo. Las ofertas no serían ya parejas simples de precio-cantidad, y solo sería posible compararlas a través de un modelo que simule el comportamiento del mercado, lo cual reduce la transparencia y puede añadir cierta arbitrariedad al proceso.
- El precio de *strike* debe definirse de manera que no interfiera el funcionamiento normal del mercado de corto plazo. Esto puede lograrse fijándolo muy por encima del coste marginal de producción del generador más caro que se espere que produzca. Sin embargo, este coste marginal puede evolucionar el futuro debido a cambios en el *mix* de generación o en el precio de los combustibles, por lo que indexar adecuadamente dicho *strike* es fundamental para el buen funcionamiento del mecanismo.

4.4.2. Incentivo de largo plazo a la flexibilidad

En un contexto con una elevada penetración renovable, una preocupación relevante es la potencial falta de incentivos de largo plazo que garanticen la inversión en capacidad flexible¹³, ya que la capacidad flexible es el complemento ideal para la generación intermitente.

El análisis de este problema particular de los incentivos a la flexibilidad nos lleva a que, una vez más, por fallos diversos, el mercado de solo energía puede ser insuficiente para lograr dar señales para que la nueva generación presente este atributo.

En el caso particular de las opciones de fiabilidad, la posibilidad de dar este incentivo a la flexibilidad está íntimamente ligada a la discusión sobre cuál debe ser el mercado de referencia en torno al cual se identifican los periodos críticos.

13 Por capacidad flexible nos referimos a generación con capacidad de redefinir el programa en el corto plazo y de dar reservas cuando sea necesario.

Hemos dicho que el precio del mercado es el mejor termómetro para identificar cómo de cerca se encuentra el sistema de sufrir un periodo crítico de escasez. Sin embargo, no hemos dicho nada sobre en qué mercado hay que observar este precio.

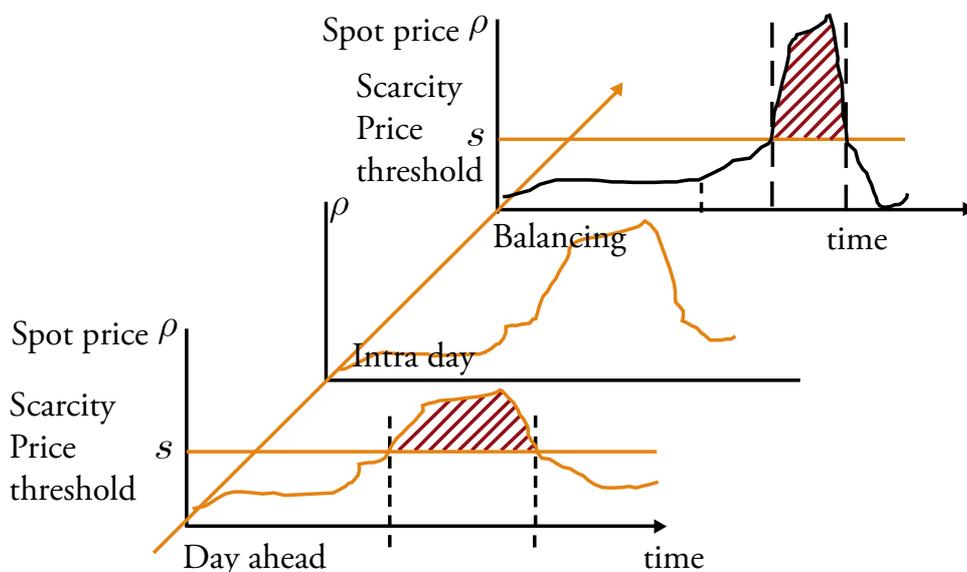
La elección del mercado de referencia también afecta al “tipo” de condiciones de escasez que se identifican y cubren con el mecanismo de capacidad. Por un lado, el mercado diario solo es capaz de capturar situaciones de emergencia relacionadas con la combinación de demandas muy elevadas (como un pico de demanda en invierno) y una capacidad reducida de generación (debido a restricciones en el combustible o a un año de sequía que limite la producción hidráulica o a una producción renovable esperada baja). Tradicionalmente se ha considerado que este era el problema que tenían que resolver los mecanismos de capacidad, y por eso el precio del mercado diario ha representado habitualmente el indicador para la identificación de los periodos críticos.

Sin embargo, la masiva penetración de renovables introduce en los sistemas térmicos nuevos requerimientos de flexibilidad y potenciales situaciones de escasez que ya nos son detectables en el horizonte del día antes. En esta línea, los mercados intradiarios y de desvíos se ven además afectados por eventos más repentinos (como la desconexión de un grupo nuclear o, en sistemas con gran penetración renovable, una caída de la generación intermitente como resultado de una mala predicción), que pueden provocar una situación de escasez incluso en momentos alejados del pico de demanda y que tienen un horizonte temporal mayor que el cubierto por los servicios auxiliares.

El problema anterior ha llevado a cuestionar el horizonte del día antes como el horizonte más adecuado para detectar todos los periodos críticos de escasez. Es más, empieza a aparecer una creciente tendencia a considerar varios horizontes en la determinación de los periodos críticos en el mecanismo de las opciones de fiabilidad. Así, New England por ejemplo puede declarar periodos de escasez en los mercados del día antes y en los mercados de muy corto plazo. Lo mismo ocurre con el mecanismo italiano: los periodos de escasez se declaran en el mercado del día antes y en el *balancing* (tiempo real). Este último caso se ilustra en el gráfico siguiente, donde se ilustra cómo los periodos de escasez se pueden detectar bien en la sesión del mercado diario, bien en la sesión del *balancing*.

Gráfico 3

La evolución hacia varios mercados de referencia: el caso del mecanismo italiano



Fuente: Elaboración propia.

Conviene destacar que esta selección del mercado o de los mercados de referencia también debe tener en cuenta la señal que el mecanismo de capacidad proporciona al *mix* de generación. Mientras que todas las unidades son más o menos capaces (técnicamente) de producir con un preaviso de un día, algunas tecnologías (generación de base, como las centrales de carbón) no serían capaces de participar en el mercado de desvíos porque no pueden reaccionar en un plazo tan corto, debido a restricciones de rampas. Por tanto, un mecanismo de capacidad que utilice como referencia el mercado de desvíos, produce una señal que desaconseja a los agentes instalar nueva generación de base, y este podría no ser el objetivo. La alternativa (no exenta de complicación) a este problema es ofrecer distintos tipos de contratos, con distintos mercados de referencia.

4.4.3. Penalizaciones por incumplimiento

El regulador puede incorporar compromisos físicos asociados a la producción en los periodos críticos, penalizando a las plantas en caso de que haya incumpli-

miento. La penalización estaría orientada a disuadir a los agentes seleccionados en el mecanismo de gestionar sus centrales de forma que no puedan cumplir con sus obligaciones.

En las opciones de fiabilidad de Colombia, por ejemplo, no se considera ninguna penalización explícita. De acuerdo a varios expertos, esto ha representado una vulnerabilidad del mecanismo de capacidad colombiano. Esta fue de hecho la opinión del Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (CSMEM, 2010) tras las condiciones de escasez producidas en 2009/2010. En dicho informe se afirma que los generadores hidráulicos preferían asumir el posible incumplimiento futuro de su contrato de opción de fiabilidad que hacer frente a una pérdida económica en el presente. Este comportamiento está claramente relacionado con la ausencia de una penalización explícita, que incrementaría el efecto de un incumplimiento en el futuro, aumentando en consecuencia su “peso” en las decisiones presentes.

Al contrario, en el contexto de ISO-NE, sí se han incorporado penalizaciones explícitas en el diseño del mecanismo basado en las opciones de fiabilidad. De este modo, en el denominado *Forward Capacity Market* de ISO-NE, cada vez que se da un evento de escasez (un evento de escasez es cualquier periodo de treinta o más minutos seguidos de falta de reserva de capacidad en el sistema), se calcula para cada agente con obligación de suministro de capacidad una nota de disponibilidad en el evento de escasez. Basándose en tal nota, la penalización de indisponibilidad en el evento de escasez se define como:

(Pago por capacidad anualizado) x (Factor de penalización en el evento de escasez) x (100% - nota de disponibilidad en el evento de escasez)

donde el factor de penalización es del 5% para eventos de cinco horas o menos y aumenta un 1% por cada hora adicional. Si la nota de disponibilidad es del 100% (*i.e.* cumplimiento total de la obligación de capacidad), no se penaliza al agente, si no es así se aplica la penalización explícita. Estas penalizaciones están sujetas a ciertos límites diarios, mensuales y anuales, para que no excedan el pago anual por capacidad.

5. CONCLUSIONES

La correcta planificación de la expansión de la generación eléctrica es uno de los problemas más complejos que la regulación del sector tiene que abordar. El proceso de liberalización, iniciado en el pasado siglo, pretendía trasladar la responsabilidad de la toma de decisiones de un extremo (de la administración) al otro (los agentes del mercado), con la ambición de mejorar la eficiencia global. La creciente incertidumbre en un negocio caracterizado por inversiones intensivas en capital está conduciendo a la búsqueda de soluciones intermedias, de forma que ambas partes puedan de alguna manera compartir los riesgos.

La forma de perseguir este objetivo son los denominados mecanismos de remuneración de la capacidad. Como ha quedado reflejado en este artículo, el diseño de estos mecanismos dista mucho de ser sencillo. En primer lugar, la experiencia muestra que no es posible dar con una solución óptima. Al tiempo, es de vital importancia analizar los diferentes elementos de diseño del mecanismo que se desee implementar de forma precisa, de modo que sea posible adaptar cada mecanismo a las particulares características de cada sistema eléctrico.

En este artículo, se ha realizado una revisión del mecanismo basado en las opciones de fiabilidad, un mecanismo que presenta buenas propiedades teóricas para hacer frente a los fallos habituales del mercado eléctrico. Se han presentado y analizado los principales criterios y lecciones aprendidas que deben ser tenidos en cuenta cuando se considera su implantación a día de hoy.

REFERENCIAS

ACER (AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS) (2013), *Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity*.) Publicado en julio de 2013.

BATLLE, C.; BARROSO, L. A., e I. J. PÉREZ-ARRIAGA (2010), “The changing role of the State in the expansion of electricity supply in Latin America”, *Energy Policy*, 38: 7152–7160.

BATLLE, C., e I. J. PÉREZ-ARRIAGA (2008), “Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets”, *Utility Policy*, 16: 184–193.

COMISIÓN EUROPEA (2013), *Generation adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions*. Publicado en noviembre de 2013.

— (2016), *Common Staff Working Document Accompanying the Document: Report from the Commission, Final Report of the Sector Inquiry on Capacity 55 Mechanisms*, 30 de noviembre de 2016.

— (2017), *State Aid SA.44464 (2017/N) - Ireland - Irish Capacity Mechanism*. Documento C(2017)7789 final. Publicado el 24 de noviembre de 2017.

— (2018), *State Aid SA.42011 (2017/N) - Italy - Italian Capacity Mechanism*. Documento C(2018) 617 final. Publicado el 7 de febrero de 2018 y abierto al público general en abril de 2018.

CSMEM (COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA) (2010), *Informe no. 53 - 2010. Experiencias de la intervención del MEM bajo efecto del Niño 2009-10*. Publicado el 13 de octubre de 2010.

DYNA, INGENIERÍA E INDUSTRIA (2013), Editorial. Plan de Energías Renovables, marzo-abril 2013, vol. 88, nº 2.

IRENA (2017), “Adapting market design to high shares of variable renewable energy”, *International Renewable Energy Agency*, Abu Dhabi.

LINARES, P., y L. REY (2013), “The costs of electricity interruptions in Spain: Are we sending the right signals?”, *Energy Policy*, 61: 751-760.

MASTROPIETRO P.; FONTINI, F.; RODILLA, P., y C. BATLLE (2018), “The Italian capacity remuneration mechanism: Critical review and open questions”, *Energy Policy*, 123: 659-669.

MASTROPIETRO P.; RODILLA, P., y C. BATLLE (2015), “National capacity mechanisms in the European internal energy market: opening the doors to neighbours”, *Energy Policy*, vol. 82: 38-47, julio 2015. [*Online*: marzo 2015].

NEWBERY, D. M.; POLLITT, M.; RITZ, R., y W. STRIELKOWSKI (2017), Market design for a high renewables European electricity system, *EPRG Working Paper*, 1711. Disponible en: <https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2017/06/1711-Text.pdf>

PÉREZ ARRIAGA, J. I., y P. LINARES (2008) “Markets vs. Regulation: A role for indicative energy planning”, *Energy Journal*, vol. 29(2): 149-164.

PÉREZ-ARRIAGA I. J. *et al.* (2016), Utility of the Future: An MIT Energy Initiative response to an industry in transition Report.

REE (RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA) (2009), *Informe del Sistema Eléctrico español 2008*, 19 de julio de 2009. Disponible en: www.ree.es

RTE (RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ) (2018), *Impact Assessment of the French Capacity Market: A Contribution to the European Debate for a Secure Supply of Electricity*. Publicado en septiembre de 2018.

VÁZQUEZ, C.; RIVIER, M., e I. J. PÉREZ-ARRIAGA (2002), “A market approach to long-term security of supply”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.17(2): 349-357, mayo, 2002.