

## **“Mercados competitivos de generación: Formación de precios y garantía de suministro”**

**José Ignacio Pérez Arriaga**

Comisión del Sistema Eléctrico Nacional

**Claudia Meseguer Velasco**

Instituto de Investigación Tecnológica  
Universidad Pontificia Comillas de Madrid

### **Resumen.**

El funcionamiento de los mercados competitivos de generación se caracteriza por el establecimiento de un mercado de contratos libres que generalmente pivota sobre un mercado “spot”. Toda la producción de energía ofertada por los generadores en el mercado “spot” es remunerada al coste marginal del sistema eléctrico que en cada momento corresponda, esto es, al precio de equilibrio del mercado de generación y demanda. Este mismo precio es el punto de partida en la formación de las tarifas de consumo, añadiéndole los diversos cargos que en cada caso correspondan por peajes de red, servicios complementarios u otros conceptos.

Cuando el regulador desea incentivar un nivel de garantía de suministro en el largo plazo superior al que el mercado por sí sólo proporcionaría, se precisa recurrir a un término adicional de remuneración de potencia, ya sea fijado administrativamente de forma directa o promovido indirectamente.

En este artículo se describe sumariamente el funcionamiento de un mercado competitivo de generación y el mecanismo básico de determinación del precio de la energía. Se presta particular atención a la problemática del tratamiento de la garantía de suministro de largo plazo y a la valoración y aspectos de implantación de diversos enfoques que se han considerado o que se proponen en este artículo.

### **1. INTRODUCCIÓN.**

Los cambios tecnológicos en la generación de electricidad y en la mejora de las redes de transporte de energía eléctrica, así como las tendencias en la política industrial de numerosos países hacia la apertura a la competencia de diversas actividades, que hasta recientemente habían sido consideradas como monopolios, están conjuntamente dando lugar a un cambio generalizado a nivel mundial en la regulación de la industria eléctrica, ver [Pérez Arriaga, 1995]. Este cambio puede ser radical o gradual, a veces ha comenzado por la privatización de empresas que se encontraban en su gran mayoría en manos públicas, pero en todo caso ha partido del reconocimiento de que el suministro de electricidad consta de cuatro actividades básicas: generación, comercialización, transporte y distribución, donde solamente las dos últimas tienen características de monopolio natural y deben ser reguladas correspondientemente, mientras que las dos primeras pueden funcionar en libre competencia y deben separarse de las anteriores.

El núcleo de una industria eléctrica competitiva es el mercado mayorista de generación y demanda, que determina el precio “spot” de la electricidad en base al cual se realizan las

transacciones económicas entre los diversos agentes de este mercado. Idealmente, las señales económicas que se derivan de este mercado deben conducir a que el volumen de entrada de nueva generación y la respuesta de la demanda al precio sean tales que la garantía de suministro que en el largo plazo resulta para el sistema sea óptima y no haya de ser objeto de intervención por parte de la entidad responsable de la regulación eléctrica.

El asunto de la conveniencia y del formato de la potencial intervención de la entidad reguladora en promover un nivel determinado de garantía de suministro de largo plazo es todavía un tema polémico sobre el que no hay de momento conclusiones definitivas, habiéndose adoptado soluciones muy diversas en los distintos países con mercados competitivos de generación. La seguridad de abastecimiento de largo plazo de un sistema eléctrico es una responsabilidad que universalmente es asumida en última instancia por el correspondiente ente regulador, ya sea explícita o implícitamente. En un caso, en los sistemas regulados como *monopolios de servicio público*, la garantía de suministro de largo plazo descansa sobre los resultados y la consiguiente implantación obligatoria de una planificación dirigida de la expansión de la capacidad instalada de generación del sistema que incluye, ya sea explícita o implícitamente, un margen de generación instalada sobre la demanda prevista que se considera adecuado al nivel de garantía que se desea conseguir. En el otro caso, en los sistemas que han optado por un *mercado de libre competencia en generación*, el regulador diseña las reglas de este mercado de manera que existan, asimismo explícita o implícitamente, los mecanismos apropiados para que el nivel de seguridad de suministro que proporcione el mercado sea también adecuada.

Se desprende de lo anterior que la problemática de la garantía de suministro no es, como a veces se ha presentado, una cuestión de considerar o no la electricidad como un servicio público que el estado haya de garantizar satisfactoriamente. Como muy acertadamente puntualiza la Comisión de las Comunidades Europeas en [CCE, 1996], un servicio público debe entenderse como servicio para el público, proporcionado por el procedimiento que mejor consiga servir los intereses del público en referencia al servicio en cuestión, en calidad y en precio. La Comisión añade que solamente cuando el mercado no es capaz de proporcionar satisfactoriamente el servicio requerido, pueden los estados imponer condiciones de obligación de servicio y los consiguientes derechos de exclusividad.

Por consiguiente la discusión sobre la garantía de suministro de largo plazo debe centrarse en valorar si la libre interacción de la oferta de generación y la demanda de electricidad dará o no lugar espontáneamente a unas condiciones de mercado que incentiven la incorporación de nueva generación y la respuesta eficaz de la demanda, de forma que la calidad del suministro eléctrico sea satisfactoria y continúe siéndolo. Si la respuesta es afirmativa, el regulador solamente debe ocuparse de supervisar que el mercado funcione correctamente. Si es negativa, el regulador debe introducir restricciones o señales económicas adicionales que promuevan el nivel de garantía de suministro deseado, tratando simultáneamente de interferir lo menos posible con el libre funcionamiento del mercado. Este artículo no dará una respuesta única, que como se verá depende del marco regulatorio concreto, de las tecnologías disponibles para comunicación y control y de las prioridades que el regulador opte por establecer.

En el presente artículo, tras esta introducción, se describe en la sección 2 la organización básica de un mercado competitivo prototipo de generación y el mecanismo de

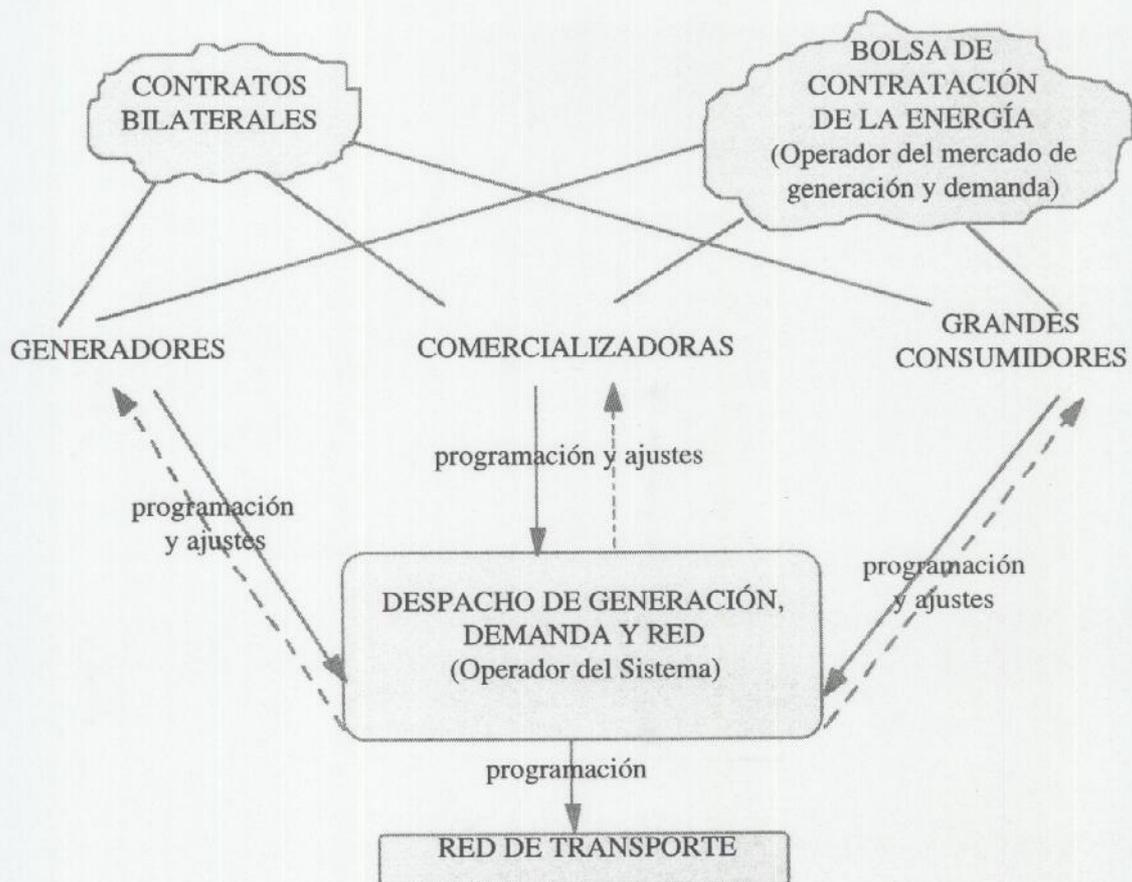
determinación del precio "spot". La sección 3 examina el concepto y tratamiento económico de la garantía de suministro de largo plazo. En la sección 4 se presenta en detalle un procedimiento específico para incentivar la consecución de un nivel de garantía de suministro prefijado.

## 2. MERCADOS COMPETITIVOS DE GENERACIÓN.

### 2.1. Organización y funcionamiento.

*Modelo prototipo de mercado competitivo.*

La organización y el funcionamiento de los mercados competitivos de generación se caracteriza por el establecimiento de **contratos libres** entre los diferentes agentes del sistema (generadores, comercializadoras y grandes consumidores), que tienen como referencia un **mercado "spot"** el cual determina el precio de equilibrio entre la oferta y la demanda en un momento determinado, y que se puede complementar con un mercado de **contratos normalizados**, que puede llegar a organizarse como un verdadero mercado de futuros, para facilitar la cobertura del riesgo asociado a la incertidumbre en el valor del precio de equilibrio del mercado "spot" o para modificar los compromisos contraídos con los contratos libres, que por sus características específicas son difíciles de transferir o alterar. Un esquema general de un modelo prototipo de mercado competitivo que responde a la descripción anterior se representa en la figura 1.



*Figura 1. Esquema general de un modelo prototipo de mercado competitivo.*

Además de los agentes que producen y venden energía eléctrica (generadores) y de los que la compran y consumen (consumidores finales), existen entidades intermediarias (comercializadoras) que realizan una importante función de arbitraje de precios y en la asignación de riesgos financieros. La organización de este mercado requiere además el desempeño de tres actividades: i) la construcción y mantenimiento de la red de transporte, a cargo de una o más **empresas transportistas**; ii) el despacho físico del sistema eléctrico, que determina en última instancia la operación real de las instalaciones de generación y transporte y es realizado por el **operador del sistema eléctrico, OSE** (el "independent system operator" o ISO en la terminología empleada en los EEUU); iii) la gestión de la bolsa de contratos normalizados de energía o mercado de futuros eléctricos, cubriendo además en el corto plazo con mercados *ad hoc* las necesidades de diversas reservas de operación que especifique el despacho con criterios económicos y de seguridad; esta **bolsa de contratación de energía BCE** ("power exchange" según la terminología al uso en los EEUU) es gestionada por el **operador del mercado**. No existe un consenso universal sobre si es preferible que dos o más de estas tres actividades sean realizadas por una misma empresa, siendo las experiencias existentes al respecto muy diversas. Técnicamente cualquier variante es posible; los principales puntos en discusión son las sinergias entre las distintas actividades *versus* los conflictos de interés que pueden existir, en lo que también influye la estructura de propiedad de estas entidades.

Como puede observarse, este modelo prototipo se basa prioritariamente en contratos bilaterales de formato libre (físicos o puramente financieros), complementados por la BCE con productos normalizados y en la que la participación es voluntaria. Los diferentes agentes del sistema (generadores, consumidores libres y comercializadoras) podrán realizar entre sí contratos físicos de suministro de potencia y energía a precios libremente establecidos y/o contratos por diferencias con referencia al precio "spot" del mercado. También pueden realizar contratos de formato estándar con la BCE, que actúa como un mercado de futuros eléctricos recibiendo ofertas voluntarias para diversos horizontes temporales normalizados. Esta bolsa permite (si alcanza el volumen y fluidez suficientes) ajustar las cantidades contratadas y las que se esperan realizar por cada agente de forma sencilla y con referencia al precio de mercado. Este modelo corresponde genéricamente al mercado eléctrico nórdico (Noruega y Suecia) y al propuesto para California. Por simplificación de sus características se puede reducir prácticamente a cualquiera de los esquemas de mercado de generación que actualmente existen<sup>1</sup>.

El modelo prototipo se diferencia del modelo clásico de pool obligatorio (o "poolco", e.g. UK o Argentina) en que en éste todos los agentes deben realizar ofertas a la entidad gestora del pool *por la totalidad* de su generación o demanda. En el modelo de pool obligatorio es preferible contar con ofertas explícitas de demanda, aunque no es imprescindible ya que ésta puede ser estimada por el operador del sistema eléctrico OSE. Aquí los contratos bilaterales son de carácter exclusivamente financiero (de cobertura de

---

<sup>1</sup> En este modelo prototipo prima la autonomía de los agentes y la previsible ganancia de eficiencia que resulta de la flexibilidad de sus transacciones libres sobre la teórica eficiencia óptima de un despacho centralizado, en el que los agentes se manifiestan exclusivamente a través de sus ofertas de precio y sus declaraciones de disponibilidad. Por otro lado el modelo prototipo requiere una organización más compleja que el modelo "poolco", y puede perder eficiencia (y es discutible si también seguridad) respecto al despacho centralizado si los agentes no aprovechan totalmente sus posibilidades de transacción o si la interacción entre el operador del sistema OSE, la bolsa BCE y los agentes individuales no permiten recoger completamente el efecto de la red, en cuanto a pérdidas y restricciones.

riesgo sobre la incertidumbre en el precio del mercado) y no afectan al despacho de generación.

*Experiencias internacionales: Expansión de la capacidad de generación*

Un rasgo característico de los mercados competitivos de generación, independientemente del modelo concreto de organización por el que se haya optado, es la ausencia de una planificación centralizada y dirigida de la expansión de capacidad del equipo generador, al ser los propios agentes del sistema eléctrico quienes toman las decisiones de inversión en función de la rentabilidad esperada con las reglas del juego que se hayan establecido. Este es por ejemplo el caso de Inglaterra y Gales, Argentina o Noruega. En otros casos, como en Chile o Colombia, la entidad reguladora establece una planificación indicativa, a la que de algún modo han de atenerse las iniciativas privadas o, en su defecto, ser transitoriamente cubierta por entidades públicas.

*Experiencias internacionales: Explotación del sistema eléctrico.*

Los procedimientos de gestión de la generación con las regulaciones iniciales de libre mercado tipo "poolco" son externamente muy parecidos al caso tradicional: minimización del coste de suministro partiendo también de los costes de producción declarados y auditados (es por ejemplo el caso de Chile y Argentina, aunque en esta última a partir de mayo de 1996 ya se realizan ofertas libres de precios, limitados por un tope máximo que en la práctica no está suponiendo restricción alguna) o bien de los precios libremente ofertados con un día de antelación por las entidades generadoras (como en Inglaterra y Gales). La tendencia se decanta claramente hacia los precios ofertados, lo que constituye la práctica habitual básicamente en todos los casos. Dentro de estos modelos tipo "poolco" se advierte una tendencia reciente hacia incorporar más activamente la participación de la demanda en las ofertas (Victoria y New South Wales en Australia; "demand side bidding" en UK), permitiendo su respuesta al precio, con el consiguiente efecto sobre éste.

Más en consonancia con el modelo prototipo anteriormente presentado, son posibles otras organizaciones de mercados más complejas, como la establecida en el sistema escandinavo, comenzando por Noruega (1993) y al que ya se incorporó Suecia (enero de 1996), y en la propuesta de California (con entrada en funcionamiento prevista para el 1 de enero de 1998). Estos mecanismos más descentralizados se basan en transacciones bilaterales de formato libre y fundamentalmente de carácter físico (i.e., con compromiso de suministro real) entre compradores y vendedores de energía eléctrica, complementadas por un mercado de contratos de formato normalizado (físicos o financieros, al menos orientado a cubrir excedentes y faltantes entre lo contratado y lo que se espera realmente consumir o producir) que es gestionado por una entidad específica, el "Power Exchange" de California o el "Nord Pool" escandinavo. Este último, por ejemplo, funciona con tres escalas de tiempo: horizonte anual (con bloques normalizados de 4 horas de duración, distinguiendo entre días laborables y fin de semana), semanal (mismos bloques normalizados anteriores) y diario (bloques horarios); adicionalmente existe un mercado de "regulación", dirigido a conseguir un ajuste más inmediato de la generación y la demanda, con ofertas adjudicadas más cerca del tiempo real.

Otros “productos” imprescindibles para el funcionamiento del sistema eléctrico, los denominados **servicios complementarios de generación y transporte**, tales como la provisión de reservas de operación, el control de la frecuencia eléctrica y el suministro de energía reactiva, pueden ser también proporcionados por los agentes del sistema a través de mercados específicos, de los que existen ya experiencias en varios países.

## 2.2. Formación de los precios del mercado eléctrico.

Hay algunos aspectos característicos de los mercados competitivos que es conveniente destacar: a) para cada uno de los productos objeto de contratación en la BCE, y en cada uno de los horizontes temporales aplicables (en el modelo “poolco” solamente existe el mercado con horizonte diario), existe un único precio de equilibrio con el que se saldan todas las transacciones; b) cada uno de los precios anteriores son precios efectivos de mercado, así como los precios de los contratos de formato libre que se hayan establecido, pero todos ellos tienen en última instancia como referencia, por ser una opción alternativa de compra o venta siempre disponible, el precio “spot” en el mercado normalizado de contratación de horizonte diario o incluso inferior, dependiendo de la implantación concreta adoptada; c) la volatilidad de este precio y la dependencia directa del mismo de los ingresos de los generadores, de los cargos a los consumidores y de los márgenes de las entidades comercializadoras, requieren mecanismos de cobertura del riesgo financiero resultante.

En los mercados de libre competencia existe en el corto plazo un precio mayorista de equilibrio en la cobertura de la demanda con las ofertas de generación. En forma simplificada, es con este precio “spot” con el que se remunera por igual a los generadores y se carga a los consumidores. En general la mayor parte de la energía no es objeto de transacción a este precio “spot” ya que, tal como se ha indicado anteriormente, para reducir el riesgo derivado de la posible volatilidad de estos precios en estos mercados, los participantes contratan en el largo plazo (desde un año a quince años, típicamente) la mayor parte de la energía que estiman que van a producir o necesitar. Son únicamente las diferencias entre lo contratado y lo realizado las que se saldan en el mercado “spot”<sup>2</sup>.

La determinación del precio del mercado “spot” difiere significativamente entre los países que han establecido mercados competitivos. En unos casos, típicamente entre los que han adoptado el modelo “poolco”, un algoritmo de optimización de la explotación eléctrica a corto plazo determina la programación de los generadores en base a sus ofertas de disponibilidad y precios y asimismo calcula *ex ante* el precio “spot” o de equilibrio del mercado en cada intervalo horario o semihorario, que es el coste marginal de corto plazo del sistema eléctrico; en algunos sistemas los precios así calculados son finales, mientras que en otros son simplemente estimaciones sujetas a modificación si hay desvíos significativos respecto a las condiciones previstas, o incluso son recalculados definitivamente *ex post*. En otros países, en particular los que se aproximan más al modelo prototipo anteriormente descrito como es el caso de Noruega y Suecia, el precio del mercado “spot” viene fundamentalmente determinado por el punto de equilibrio en cada intervalo temporal de las ofertas de generación y demanda en la BCE.

---

<sup>2</sup> Es interesante advertir que el mecanismo de los “contratos por diferencias two-way” de Inglaterra y Gales, según el cual la energía se vende en su totalidad en el mercado “spot” y se asegura en su totalidad (típicamente) con estos contratos en las cantidades estimadas por adelantado, es matemáticamente equivalente a lo anterior.

Un caso ejemplo bien conocido es el del sistema "poolco" de Inglaterra y Gales, en el que el precio del "pool" es el valor esperado del coste marginal de corto plazo, calculado para los 48 intervalos semihorarios de un día con los datos de las ofertas de producción y la estimación de la demanda disponibles en el día anterior. El coste marginal de corto plazo en un momento dado es el precio de oferta del generador marginal (i.e., no restringido; es el generador que suministraría un incremento adicional de demanda en el sistema), al que se le añaden repartiéndoles sólo en las horas de demanda alta determinados costes "hundidos" de operación (costes de arranque y de funcionamiento a potencia mínima). La mal denominada "componente de capacidad" de este precio es realmente la contribución al valor esperado del citado coste marginal de corto plazo de la probabilidad de que en la media hora en cuestión exista energía no suministrada. Por el mismo motivo se paga a los generadores en reserva de operación o simplemente disponibles unas cantidades que reflejan la probabilidad de ser despachados, con la remuneración correspondiente. En el sistema inglés el precio del mercado "spot" tiene en un instante dado un valor único para todos los generadores, independientemente de su localización geográfica, lo que simplifica inicialmente la administración del mercado o "pool", pero da origen a complejos ajustes posteriores, que forman parte de un extracoste para los consumidores denominado "uplift".

Una variante interesante en el cálculo de los precios del mercado "spot" es la iniciada en la regulación chilena en 1982, que fué básicamente adoptada posteriormente en Argentina, Perú, Ecuador y Bolivia. Particularizando para el sistema argentino, donde ha sido elaborada en mayor detalle, y reduciéndose a los aspectos fundamentales, el precio consta de una componente de energía y otra de potencia o capacidad. Tanto una como otra son "nodales", esto es, su valor depende de la ubicación en la red del nudo donde esté conectada la generación o carga, siendo las pérdidas óhmicas y consideraciones de fiabilidad las que afectan al cambio de valor entre unos nudos y otros<sup>3</sup>. La componente de energía es el coste marginal de corto plazo, calculado de forma que en situaciones de desabastecimiento esta componente es el coste de energía no suministrada. Debido a la elevada capacidad de almacenamiento hidráulico en el sistema argentino, el cálculo del coste marginal de corto plazo se apoya en programas de cálculo de horizonte trianual que determinan el valor esperado de sustitución del agua en un determinado momento; en el sistema chileno se hace énfasis en que este cálculo se debe apoyar en unas previsiones de explotación y expansión de capacidad óptimas para el sistema en su conjunto, determinadas por la entidad reguladora. La componente de potencia tiene por objeto incentivar la instalación de capacidad para garantizar la continuidad de suministro en el largo plazo, por encima de lo que se conseguiría solamente con una remuneración basada en la componente de energía<sup>4</sup>, como se comentará ampliamente más adelante.

---

3 Precios nodales, pero sólo de energía, también se utilizan en Nueva Zelanda, Victoria y New South Wales en Australia y en las propuestas para California.

4 Que sería teóricamente la económicamente óptima, pero en general inferior a la garantía de suministro considerada socialmente como aceptable.

### 3. EL CONCEPTO Y TRATAMIENTO DE LA GARANTÍA DE SUMINISTRO DE LARGO PLAZO, GSLP.

Existe un paralelismo en el concepto de GSLP entre la regulación tradicional y la de libre mercado, que es conveniente comentar.

#### *La GSLP en la regulación tradicional*

En sistemas eléctricos tradicionales -con regulación de monopolio de servicio público- la GSLP forma parte de la estrategia de planificación de la expansión de la capacidad instalada del equipo generador. La existencia de incertidumbres (demanda, disponibilidad, combustibles) tiene como consecuencia que un plan correcto de expansión, que haya tenido en cuenta en su diseño el conjunto posible de trayectorias de realización de estas incertidumbres, *incluyendo los eventuales costes para los consumidores de la falta de suministro que pueda tener lugar*, conduzca en la mayoría de las ocasiones a un exceso (plenamente justificado) de capacidad instalada sobre la que sería estrictamente necesaria desde el punto de vista del corto plazo, cuando las anteriores incertidumbres ya están resueltas porque se ha realizado una de las trayectorias posibles, la única finalmente existente. La magnitud de este frecuente exceso, o margen de capacidad instalada, sobre el estrictamente necesario con la perspectiva del conocimiento *a posteriori* de la realización de las incertidumbres, depende fundamentalmente de la valoración económica que se atribuya a la falta de suministro eléctrico, desde el punto de vista del coste para los consumidores. Se designará aquí por M1 a este margen óptimo desde la perspectiva del largo plazo, que forma parte por tanto de la capacidad perfectamente adaptada del sistema eléctrico<sup>5</sup>.

Pero además el planificador, que tiene una natural tendencia a minimizar la posibilidad de que haya insuficiente capacidad de generación para la trayectoria de incertidumbre que finalmente tenga lugar, interpretando a su modo las preferencias implícitas de los agentes sociales o por otros objetivos, habitualmente impone al ejercicio de planificación como condicionante (expresado como una restricción en el proceso de la expansión óptima) la consecución de un nivel mínimo de garantía de suministro de largo plazo (i.e. de fiabilidad, en términos más precisos), más allá del que resultaría del puro proceso de optimización económica. Se designará aquí por M2 al margen adicional sobre M1 que resulta de este requisito, ver figura 2. La discrepancia entre M1 y M2 es una medida de la diferente aversión al riesgo de falta de suministro de los consumidores y del regulador.

Esta decisión, basada en consideraciones de largo plazo, tiene naturalmente también consecuencias en el corto y medio plazo: a) por un lado sobre el nivel de seguridad de suministro en la explotación real del sistema, ya que cuanto mayor sea el margen de capacidad instalada sobre la demanda realmente existente menor será la posibilidad de

---

<sup>5</sup> La expresión "margen de capacidad instalada" o "margen", que se utiliza en este artículo, no es científicamente precisa, pero se ha escogido deliberadamente para no complicar innecesariamente el nivel técnico del documento, lo que requeriría recurrir a la bien desarrollada Teoría de Fiabilidad aplicada a sistemas eléctricos, ver por ejemplo [Endrenyi, 1978]. El margen se puede cuantificar de diversas maneras, e.g. como un porcentaje de la capacidad total instalada, o en función de la potencia "firme" o "disponible", donde de nuevo se requiere definir en forma precisa estos términos. Debe quedar claro que para cada sistema eléctrico, según sea su tamaño, las características de su demanda y su mezcla de generación entre otros factores, existirá un margen óptimo diferente, tanto en valor como en la naturaleza de la tecnología de generación más adecuada, que además podrá evolucionar en el tiempo.

interrupción del suministro por causa de insuficiencia del equipo generador; b) por otro lado sobre el coste marginal de corto plazo (que no suele ser una señal económica utilizada en los sistemas con regulación tradicional), pues el exceso de capacidad tiende a reducir su valor numérico, al menos en lo que respecta a la componente de energía no suministrada.

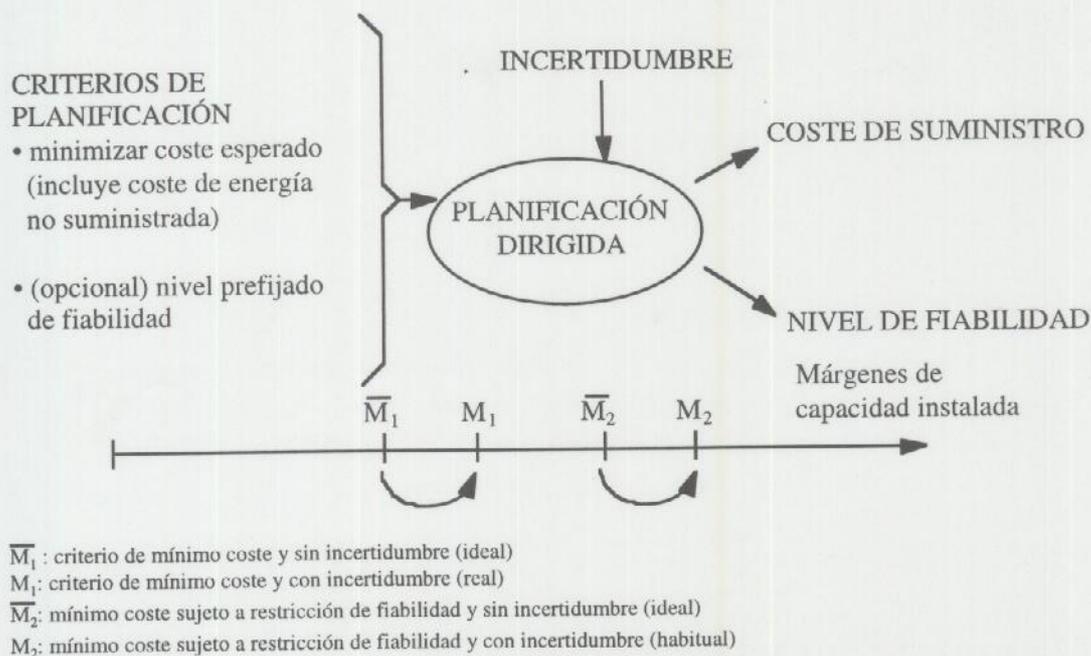


Figura 2. Garantía de suministro de largo plazo. Sistema eléctrico con planificación dirigida.

Como se puede observar en la figura 2, el nivel de fiabilidad económicamente óptimo en base a los costes de falta de suministro desde la perspectiva del consumidor, y que corresponde a una situación realista en la que obviamente se ha de tener en cuenta la incertidumbre, conduce al margen de capacidad instalada  $M_1$ . Además, lo habitual en los países desarrollados es plantearse un nivel de garantía de suministro superior al anterior, el cual, teniendo asimismo en cuenta la incertidumbre, da lugar a un margen de capacidad  $M_2$  superior a  $M_1$ .

#### La GSLP en la regulación de libre mercado

En sistemas eléctricos de libre mercado la responsabilidad última de la GSLP no reside en la inexistente o poco relevante (por ser sus planes meramente indicativos) figura del planificador, sino en el regulador, a través del establecimiento y supervisión de las reglas de funcionamiento del mercado mayorista de generación. Idealmente un mercado de competencia perfecta de generación tendría como resultado que las libres decisiones de los agentes, que valoran las mismas incertidumbres anteriormente citadas, conducirían al mismo plan óptimo de expansión que diseñaba el planificador centralizado único, con el citado margen  $M_1$  de capacidad instalada. Idealmente también, el coste marginal de corto plazo de este sistema sería suficiente para remunerar por completo los costes fijos y variables de toda la generación instalada, ver [Pérez Arriaga *et al.*, 1996a]. Para conseguir este fin es preciso que el precio del mercado mayorista, al que compra el distribuidor o gran usuario, contenga la posibilidad de que pueda existir energía no suministrada,

valorada desde el punto de vista del consumidor.

Si el regulador del mercado competitivo se propone, análogamente al regulador en el marco tradicional, reducir el riesgo de insuficiencia de generación (i.e., la probabilidad de que se materialice una trayectoria de incertidumbre para la que exista insuficiencia) debe ahora recurrir al procedimiento de fijar un incentivo económico específico en la retribución de los generadores, para que los agentes del sistema decidan libremente invertir en un volumen mayor de capacidad de generación. Así se consigue un margen  $M_2$  equivalente al que se obtendría por el planificador centralizado para el mismo objetivo de GSLP, ver figura 3. La señal económica necesaria es precisamente la retribución de potencia. Es importante advertir que esta retribución adicional tiene la función de suplementar la remuneración básica de mercado de los generadores, que consiste en el precio marginal de la energía, de manera que permita recuperar los costes totales de generación en una proporción mayor de las trayectorias de incertidumbre.

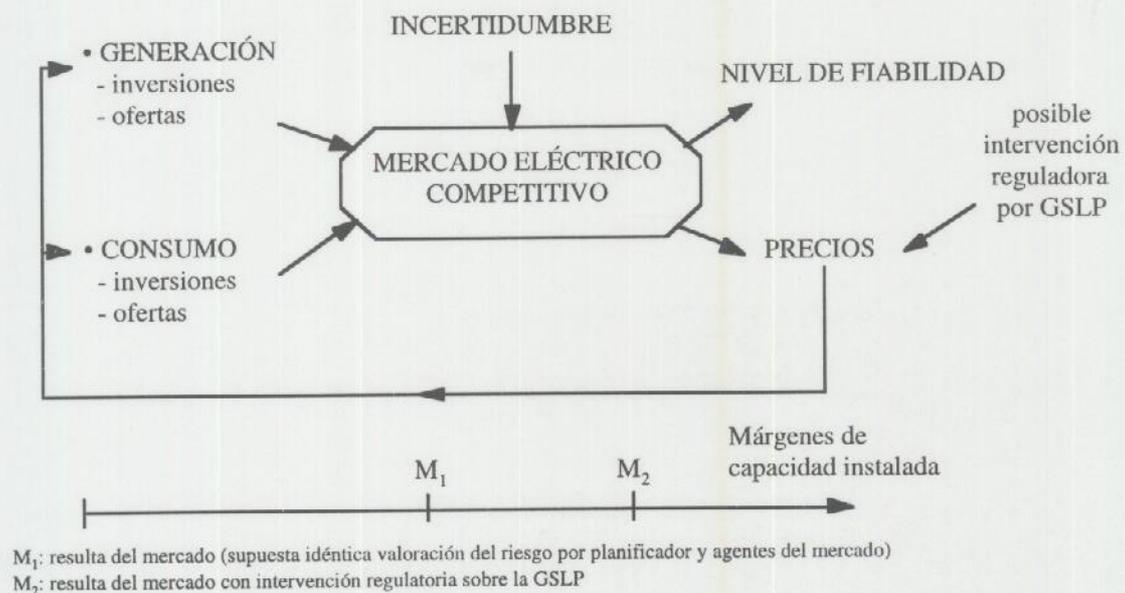


Figura 3. Garantía de suministro de largo plazo. Sistema eléctrico de libre mercado.

Aunque el procedimiento de remunerar la potencia disponible, con el objetivo de conseguir la GSLP definida por el regulador, encaja más fácilmente en un modelo de mercado competitivo tipo "poolco", es también posible abordar el problema de la garantía adicional de suministro de generación en el largo plazo en un modelo prototipo de mercado competitivo como el descrito anteriormente en el apartado 2.1. En este modelo prototipo se podría imponer a los agentes consumidores una obligación de cobertura mínima de su demanda, para cumplir con un nivel prefijado por el regulador de garantía de suministro para el sistema en su conjunto, dando lugar al margen  $M_2$ . Esto es, las comercializadoras y grandes consumidores con acceso al pool habrían de cubrir su demanda con contratos de potencia firme con un margen prefijado. El regulador también establecería el procedimiento para la valoración de la potencia firme con que contribuiría cada generador.

### *El rol de la elasticidad de la demanda al precio.*

El anterior análisis comparativo sobre la garantía de suministro de largo plazo en los marcos regulatorios tradicional y de libre mercado se ha realizado suponiendo en ambos casos una respuesta idéntica de la demanda al precio, así como una misma estructura tarifaria y procedimientos análogos de comunicación de los precios a los consumidores.

Es importante advertir que la elasticidad de la demanda al precio puede constituir un mecanismo inherente al mercado para proporcionar garantía de suministro. Por consiguiente, disponer de una demanda que responda a las señales de precio disminuiría (sin eliminarla) la necesidad del regulador de recurrir a medios de intervención sobre el mercado para aumentar el margen de capacidad instalada hasta los valores que considere aceptables. Pero para que la demanda pueda responder al precio se precisan dos condiciones básicas: a) que le llegue al consumidor la señal económica de precio, a tiempo para poder ser utilizada; esto es sencillo de implantar con los grandes consumidores que lo deseen y también con las distribuidoras, en caso de que éstas también estuviesen económicamente expuestas a la incertidumbre del precio "spot"; b) que el consumidor disponga de los medios técnicos para implantar su respuesta al precio, i.e., contadores adecuados, posibilidad de transferir carga a otros momentos o a fuentes energéticas alternativas, etc. Queda aún mucho por hacer en ambas direcciones, aunque no se perciben dificultades insalvables. Es razonable suponer que en entornos de libre competencia se promoverá más activamente el diseño de tarifas económicamente eficientes, la comunicación de precios en tiempo más cercano al real y la puesta en marcha de mecanismos de respuesta de los consumidores.

#### **4. LA SEÑAL ECONÓMICA MAYORISTA DE REMUNERACIÓN DE POTENCIA.**

La remuneración de la potencia en mercados competitivos de generación está directamente asociada al concepto de garantía de suministro de largo plazo, GSLP. Esta retribución tiene por objeto dar una señal económica a la permanencia e instalación de capacidad de generación en el sistema eléctrico, con el objeto de conseguir un nivel de garantía de abastecimiento que se considere satisfactorio.

En un sistema competitivo en el que la remuneración del equipo generador se base en el precio del mercado, el concepto más importante de los ingresos de los generadores proviene del precio marginal por energía producida. Sin embargo, es necesario un término adicional de remuneración de potencia si se desea conseguir una garantía extra de suministro de largo plazo. Es un hecho que, habitualmente, en los sistemas reales de los países desarrollados se funciona con márgenes de fiabilidad en capacidad instalada superiores a lo estrictamente necesario económicamente, si se valorase la energía no suministrada desde la perspectiva del consumidor.

Por tanto, en mercados competitivos de generación la remuneración de potencia tiene como objetivo enviar una señal económica a los generadores para incentivar la permanencia a medio y largo plazo de la capacidad necesaria para el sistema de forma que se garantice un suministro de una fiabilidad determinada en el largo plazo. La remuneración por este concepto debe calcularse correctamente no dando lugar a una remuneración en exceso, que indirectamente incentive un comportamiento incorrecto del generador, ni a una remuneración en defecto que no consiga cumplir con el objetivo del

regulador de mantener un nivel de garantía de suministro en el largo plazo considerado como razonable.

La retribución de la potencia de generación tiene importantes consecuencias económicas sobre los agentes del sistema eléctrico y puede afectar decisivamente la estrategia de nuevas incorporaciones y de retiros de instalaciones de generación, con obvias implicaciones sobre la garantía del suministro eléctrico a largo plazo. Es por lo tanto necesario que los procedimientos que se establezcan en un tema de esta relevancia estén sólidamente apoyados en criterios económicos y técnicos, para evitar distorsiones económicas en el funcionamiento del mercado de generación y minimizar las controversias entre los diversos agentes afectados.

#### 4.1. Fundamentos metodológicos

Se analizan a continuación los fundamentos teóricos en los que debiera basarse el diseño de una señal económica de remuneración de potencia.

*En un marco tradicional*, para cumplir con el objetivo de una mayor garantía de suministro en el largo plazo (y el correspondiente margen de capacidad M2), bastaría con incluir en la planificación dirigida una restricción a la expansión del equipo generador de forma que se consiga el nivel extra de fiabilidad deseado por el regulador. La restricción correspondiente indicaría que la fiabilidad del sistema eléctrico (representada aquí por la función FIAB) tendría que ser superior o igual al nivel mínimo FIABMIN establecido por el regulador:

$$FIAB \geq FIABMIN$$

*En un marco competitivo*, para conseguir el mismo objetivo de garantía extra de suministro en el largo plazo es necesario enviar una señal económica adecuada, de forma que se incentive la entrada voluntaria de nuevos generadores hasta alcanzar el nivel de fiabilidad buscado por el regulador del sistema. Según los resultados teóricos descritos en [Pérez Arriaga, 1993; Pérez Arriaga *et al.*, 1996a] la señal económica  $RP_g$  de retribución de potencia por garantía de suministro de largo plazo, para cualquier generador  $g$ , vendría determinada por la siguiente expresión<sup>6</sup>:

$$RP_g = C \times \left( \frac{\Delta FIAB}{\Delta Kinst_g} \right) \times Kinst_g$$

donde  $Kinst_g$  es la capacidad instalada del generador  $g$  y el valor de la constante  $C$  es el coste fijo unitario  $CF_m$  de la tecnología  $m$  al margen en el cumplimiento de la restricción de fiabilidad (en un hipotético marco tradicional) menos los ahorros en explotación  $AE_m$  causados por cada MW instalado de esta tecnología, todo ello multiplicado por un factor

<sup>6</sup> Esta señal corresponde a una situación en la que la restricción de fiabilidad se cumple a nivel de igualdad (i.e.,  $FIAB = FIABMIN$ ). Si la fiabilidad del sistema fuera mayor que el valor mínimo FIABMIN impuesto por el regulador, esto indicaría una situación de exceso de potencia en la que no sería necesario, teóricamente, enviar una señal adicional para cumplir con los objetivos de GSLP y por tanto la remuneración de potencia sería nula. Consideraciones de estabilidad en los mecanismos de retribución no aconsejan una implantación tan estricta, como se verá más adelante.

que representa la contribución a la fiabilidad del sistema de la tecnología  $m$  al margen<sup>7</sup>:

$$C = (CF_m - AE_m) \times \left( \frac{\Delta FIAB}{\Delta Kinst_m} \right)^{-1}$$

De esta forma, la remuneración de potencia para cualquier generador  $g$  puede expresarse como:

$$RP_g = (CF_m - AE_m) \times \left( \frac{\Delta FIAB}{\Delta Kinst_g} \right) \times \left( \frac{\Delta FIAB}{\Delta Kinst_m} \right)^{-1} \times Kinst_g$$

y particularizando para la tecnología al margen

$$RP_m = (CF_m - AE_m) \times Kinst_m$$

Por tanto, para el diseño de una señal económica adecuada de remuneración de potencia es necesario determinar: la cuantía de la retribución unitaria de potencia de la tecnología al margen, i.e.,  $CF_m - AE_m$  y cómo debe asignarse esa retribución a los distintos grupos generadores, i.e., la contribución de cada grupo a la fiabilidad del sistema relativa a la tecnología al margen:

$$\left( \frac{\Delta FIAB}{\Delta Kinst_g} \right) \times \left( \frac{\Delta FIAB}{\Delta Kinst_m} \right)^{-1}$$

Esta señal económica de remuneración de potencia sería la adecuada para un sistema perfectamente adaptado, teniendo en cuenta el margen de fiabilidad extra buscado por el regulador. Además el diseño correcto de esta señal debe solventar diversas dificultades de implantación en el sistema eléctrico considerado, derivadas por ejemplo de situaciones en las que la capacidad instalada de generación no está perfectamente adaptada; la sección 4.3 examina estas cuestiones. A continuación se analizan algunos aspectos metodológicos de detalle en lo referente al diseño de la señal de potencia.

#### a) Cuantía de la retribución unitaria de potencia.

Según los resultados teóricos que se acaban de describir, el valor unitario para remunerar la potencia en un mercado competitivo de generación tiene una correspondencia directa con la repercusión económica en el coste de suministro de la restricción de fiabilidad impuesta a la inversión en un hipotético marco tradicional. Este valor es igual al coste unitario de inversión  $CF_m$  de la tecnología al margen en el cumplimiento de la restricción de fiabilidad menos el ahorro en costes de explotación  $AE_m$  que tendría lugar si se instalara una unidad de dicha tecnología.

Un procedimiento para determinar la cuantía de la remuneración unitaria por potencia, ver [Pérez Arriaga, 1993; Pérez Arriaga *et al.*, 1996a; Meseguer, 1996], consistiría en simular el plan de expansión óptimo que corresponde al valor de fiabilidad prefijado por

<sup>7</sup> La tecnología de generación  $m$  al margen es aquella que, en un sistema eléctrico concreto, constituye la opción más económica para satisfacer marginalmente la restricción de fiabilidad, teniendo en cuenta las implicaciones completas de su instalación sobre los costes fijos y variables del sistema.

el regulador. Para ello se debe utilizar un modelo de planificación de la generación que represente adecuadamente la explotación del sistema eléctrico considerado. El modelo proporcionaría el valor de la constante  $C^8$ . El inconveniente de este método es que recurre a herramientas de planificación dirigida, que son ajenas a los planteamientos de los mercados de generación en libre competencia.

Un procedimiento alternativo y más directo de cálculo de la retribución de potencia es estimar el valor de los términos de la expresión teórica en el contexto del mercado competitivo existente, y en base a la tecnología de generación que resultaría al margen en el sistema eléctrico considerado, teniendo en cuenta la existencia de la retribución por potencia. De esta forma bastaría con conocer el coste fijo de esta tecnología y estimar los ahorros en explotación que produciría en el sistema, para determinar un valor aproximado de la remuneración unitaria de la tecnología al margen. Para obtener la retribución unitaria de otra tecnología cualquiera se precisa únicamente estimar su contribución a la fiabilidad del sistema, relativa a la de la citada tecnología de generación al margen.

Por último es importante resaltar que *el valor de la remuneración unitaria por potencia depende básicamente del nivel prefijado de garantía de suministro que se desea conseguir*. Dependiendo de este nivel, el valor correspondiente de remuneración por potencia varía, tomando valores comprendidos entre cero y el coste fijo unitario de la tecnología al margen  $CF_m$ . Algunas situaciones de interés que se pueden presentar son:

- i) El regulador desea que se consiga un nivel de fiabilidad que es superior al que existe actualmente en el sistema. Para cumplir con este nivel de fiabilidad es necesario remunerar la capacidad instalada disponible, para que en el mercado competitivo los generadores cumplan el objetivo buscado realizando las inversiones necesarias con una expectativa satisfactoria de beneficios. En este caso el valor de la remuneración anterior vendría dado por la expresión ya conocida:

$$RP_g = (CF_m - AE_m) \times \left( \frac{\Delta FIAB}{\Delta Kinst_g} \right) \times \left( \frac{\Delta FIAB}{\Delta Kinst_m} \right)^{-1} \times Kinst_g$$

- ii) Existe un nivel de fiabilidad superior al que el regulador se ha fijado como objetivo. Bajo estas condiciones instalar 1 MW más de la tecnología al margen no tendría ninguna repercusión en el cumplimiento de la restricción de fiabilidad del sistema, resultando un valor nulo para la remuneración de potencia

$$RP_g = 0,$$

lo que no quiere decir que ésta sea la medida que se sugiera aplicar en la práctica, como se comenta más adelante.

- iii) El valor deseado de fiabilidad es muy superior al que resultaría

---

<sup>8</sup> Este valor C es la variable dual de la restricción de fiabilidad, que indica el incremento que para el coste total de suministro (i.e., costes fijos y variables) supone incrementar el valor de fiabilidad mínimo establecido por el regulador.

espontáneamente del mercado. A partir de un cierto valor de fiabilidad muy elevado, el valor de remuneración por potencia se satura (ver figura 4), y es aproximadamente igual al coste fijo del grupo de generación que representa la tecnología eficiente al margen:

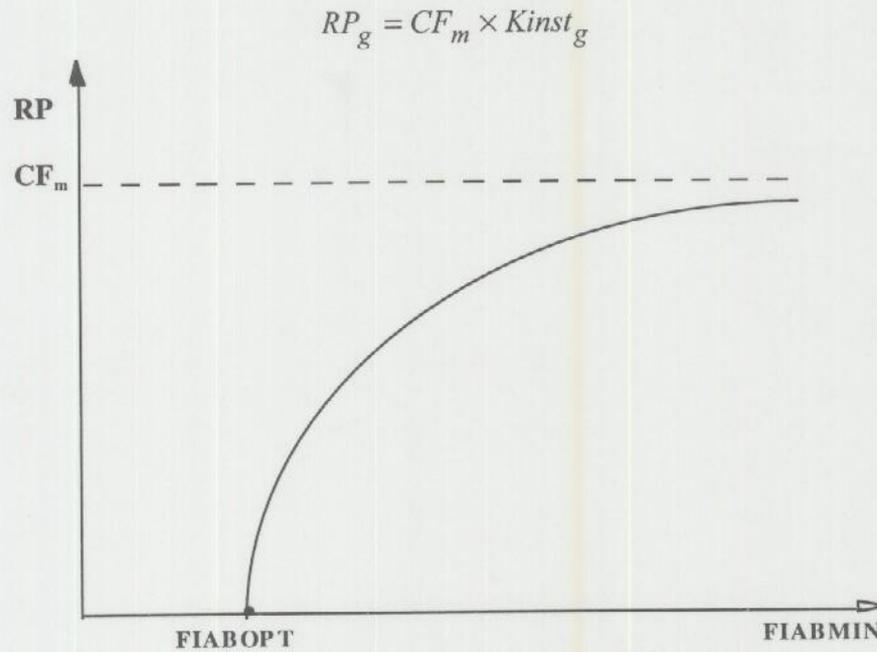


Figura 4. Relación entre el término de remuneración de potencia RP y el nivel prefijado de fiabilidad FIABMIN.

b) Asignación de la retribución de potencia a los distintos grupos generadores.

Los resultados teóricos descritos en [Pérez Arriaga, 1993; Pérez Arriaga *et al.*, 1996a] indican que la remuneración por potencia debe aplicarse por igual a toda la capacidad instalada, excepto por la discriminación en cuantía entre grupos generadores que pueda introducir la contribución relativa de cada uno de ellos a la medida adoptada de fiabilidad. Por tanto, la remuneración ha de ser proporcional al ratio entre el impacto que, sobre la restricción de fiabilidad establecida, tendría un incremento unitario en la capacidad instalada del grupo considerado g y el que tendría otro incremento unitario de la tecnología al margen m.

$$\left( \frac{\Delta FIAB}{\Delta Kinst_g} \right) \times \left( \frac{\Delta FIAB}{\Delta Kinst_m} \right)^{-1}$$

La contribución de cada grupo generador a la fiabilidad dependerá críticamente de las características específicas de cada sistema eléctrico, tales como: a) la composición del parque generador y en particular la proporción de centrales hidroeléctricas y sus características hidrológicas; b) las diferencias en los roles que las distintas tecnologías tienen en la consecución de los objetivos de fiabilidad del sistema eléctrico concreto; c) la naturaleza de la tecnología nueva más eficiente de generación al margen en ese sistema para cumplir con la restricción de fiabilidad, típicamente una con costes fijos pequeños y costes variables elevados. La aportación a la fiabilidad del sistema de la generación hidráulica estará muy condicionada por la variabilidad de las condiciones hidrológicas, la

capacidad de los embalses o las restricciones en la utilización del agua, mientras que la contribución de la generación térmica puede estar condicionada por ciertas restricciones físicas, como por ejemplo limitaciones en la disponibilidad de combustible en las horas de máxima demanda, si es que existe un conflicto con otros usos, como puede ocurrir con el gas para consumo doméstico. En definitiva, cada sistema eléctrico debe establecer su propia definición de fiabilidad, de acuerdo a sus características particulares e incluso teniendo en cuenta consideraciones de índole estratégica, como se comenta más adelante en la sección 4.3.

Idealmente, el procedimiento utilizado para determinar con precisión la contribución de cada tecnología a la fiabilidad de un sistema eléctrico concreto requiere la especificación detallada de un modelo de fiabilidad, que refleje adecuadamente la contribución de cada generador a la medida de fiabilidad que se haya adoptado para el sistema, ver por ejemplo [Endrenyi, 1978].

Una primera aproximación razonable, para estimar la contribución relativa de cada generador a la fiabilidad de un sistema eléctrico concreto, es simplemente la disponibilidad de cada grupo para los generadores térmicos y alguna medida de la potencia firme en condiciones desfavorables de hidraulicidad para los hidráulicos. En la práctica, la retribución por potencia para cada grupo generador podría calcularse remunerando dicha potencia disponible o firme con el valor unitario que refleje el nivel de fiabilidad mínimo establecido por el regulador y que ya se comentó anteriormente.

#### **4.2. Experiencias internacionales.**

Las experiencias internacionales existentes sobre remuneración de potencia pueden resumirse en dos tipos de enfoques básicos:

- a) Sistemas en los que la retribución de los generadores se limita al precio de corto plazo de la energía en el mercado competitivo de generación. Cabe distinguir entre dos variantes:
  - Inglaterra y Gales, donde existen razones fundadas para considerar que en el cálculo del precio del pool (coste marginal a corto plazo a partir de los precios de oferta y un algoritmo de optimización de la operación) se han introducido procedimientos que sobrevaloran el riesgo de fallo ("loss of load probability", LOLP) y su coste ("value of lost load", VLL), de forma que de hecho se da lugar a una remuneración extra para los generadores. El valor de la energía no suministrada (VLL) se fijó inicialmente en 2 £/kWh, y se ajusta como se considera necesario para mantener un incentivo adecuado para invertir en capacidad. Este valor se ha establecido de forma que un grupo generador de punta (turbinas de gas de unas ciertas características técnicas) que obtuviese beneficios netos solamente en las horas con déficit de generación respecto a la demanda, cubriese exactamente sus costes fijos y variables si estas horas de déficit fuesen un número anual considerado como un máximo aceptable. Se trata por tanto de un procedimiento realmente dirigido a incentivar la instalación de generación hasta alcanzar un margen de fiabilidad prefijado por el regulador. Una discusión sobre si esa señal es suficiente para incentivar la instalación de nueva generación puede encontrarse en [Bunn *et al.*, 1992].

La llamada "componente de capacidad" que aparece en el precio del pool ("pool purchase price", PPP) es la componente del coste marginal de corto plazo que proviene de la probabilidad de que exista energía no suministrada en la siguiente media hora:

$$\underbrace{PPP}_{\substack{\text{Precio} \\ \text{del} \\ \text{pool}}} = \underbrace{SMP}_{\substack{\text{coste} \\ \text{marginal} \\ \text{del} \\ \text{sistema}}} + \underbrace{LOLP \times (VLL - SMP)}_{\substack{\text{elemento} \\ \text{de} \\ \text{capacidad}}}$$

como se aprecia al escribir la expresión de esta forma equivalente:

$$PPP = (1 - LOLP) \times SMP + LOLP \times VLL$$

donde SMP ("system marginal price") es el precio marginal previsto si no hay pérdida de suministro. Si el valor de LOLP estuviese correctamente calculado esta probabilidad de fallo sería prácticamente nula en el sistema inglés actual.

La capacidad se remunera con el valor *ex ante* calculado para cada media hora. Cada kW de capacidad de generación que se declara un día que estará disponible cada media hora del día siguiente (y que lo esté realmente), se paga con una cantidad que representa el valor *ex ante* de dicha capacidad. Por tanto, además del valor de la energía que se pueda producir con dicha capacidad, el pago horario por capacidad es:

- $LOLP \times (VLL - SMP)$  para la central que se despacha.
  - $LOLP \times (VLL - PO)$  para la central disponible pero no despachada, siendo PO el precio de oferta del generador.
- Países como Noruega y Suecia, o la regulación propuesta para el mercado de generación competitivo de California (a comenzar en 1998), donde no existen señales económicas adicionales a la remuneración de la energía al precio de corto plazo que resulta del mercado competitivo de generación. No obstante, debe hacerse notar que la regulación en California obliga, y suministra medios, al operador del sistema eléctrico para que la garantía de suministro operacional y de largo plazo cumpla siempre los exigentes requisitos técnicos establecidos -ya desde hace mucho tiempo- por el National Electric Reliability Council norteamericano.

Algunas de las razones por las que no existe remuneración de potencia por GSLP en estos países se debe a la existencia de una situación actual de exceso de capacidad y la tranquilidad que representa la existencia de fuertes interconexiones con los países vecinos. Por otro lado se confía en que la existencia de un cierto nivel de poder de mercado permita aumentar los precios del pool hasta niveles aproximados a los correspondientes a una remuneración explícita de potencia.

- b) Países que han adoptado una retribución explícita de la potencia de generación, como es el caso de Chile, Argentina, Colombia, Bolivia y Perú.

El procedimiento que más se ajusta a los resultados teóricos descritos anteriormente es el utilizado en Chile. En el sistema eléctrico chileno se remunera la capacidad instalada disponible firme de cada uno de los grupos generadores.

El precio unitario de la retribución de potencia se basa en el coste de instalación de potencia de punta económica y adecuada para el sistema (turbinas de gas de ciclo simple)<sup>9</sup>. Se calcula, de esta forma, el coste unitario (\$/MW) marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema con el tipo de unidades de punta seleccionado. El precio así calculado se multiplica por el margen de potencia deseado para el sistema, resultando así el “precio básico de la potencia de punta”, con el que se remunera la **potencia firme** disponible de cada grupo generador. De esta forma sólo se remunera la potencia realmente necesaria para el sistema (demanda máxima más un margen prefijado por el regulador). El cálculo de la potencia firme es un aspecto clave en el enfoque chileno (ver para detalles [Pérez Arriaga *et al.*, 1996b]) ya que determina la potencia que debe ser remunerada, incorporándose en este concepto una distinción entre máquinas térmicas económicas o no económicas para evitar el incentivo a la entrada de generación ineficiente asociada al pago por potencia, como se comenta en el siguiente apartado.

En Argentina la cuantía de la retribución de potencia ha sido fijada por el regulador con el objetivo de que fuese suficiente para remunerar razonablemente a los generadores existentes, en un sistema en el que el poder de mercado de éstos es nulo. Este valor unitario para remunerar a la “potencia puesta a disposición” se ha fijado en 10 \$/MW por hora fuera de valle. La asignación de la retribución de potencia a cada grupo generador se realiza en función de la **potencia eficiente**, es decir, el pago por potencia de cada generador se liga no a su contribución relativa a la fiabilidad del sistema sino a criterios de eficiencia ligados a que el grupo haya sido despachado o no, ya sea en condiciones extremas de año extraseco como en las condiciones normales de funcionamiento. Por tanto se remunera la potencia “puesta a disposición” (PPAD) de todos los grupos despachados, más los grupos disponibles que no están generando pero que fueron previstos en el predespacho. Los conceptos que se incluyen dentro de la remuneración de la potencia puesta a disposición son:

- Potencia despachada en año extraseco (PBR): grupos térmicos convencionales y nucleares. Este concepto está asociado a las características del sistema eléctrico argentino, con una componente hidráulica muy importante en su parque. Por tanto, dado que el abastecimiento de la demanda requiere contar con una reserva térmica de base para cubrir la energía hidráulica faltante en caso de años secos, se ha establecido un

---

<sup>9</sup> El precio de potencia se calcula sobre la base del coste de desarrollo de las unidades que operan en punta (centrales hidráulicas y turbinas de gas). Se considera que los costes de desarrollo de ambas son muy parecidos, calculándose este término como el coste de instalación de una turbina de gas de 50 MW. A este coste se le agrega el valor actualizado de la diferencia de coste de operar la turbina durante 200 horas al año, respecto de producir dicha energía en centrales a vapor-carbón.

- mecanismo de remuneración para incentivar, a medio y largo plazo, la permanencia de los grupos que contribuyen a dar esa reserva térmica.
- Potencia despachada en condiciones normales: grupos despachados y grupos disponibles previstos en el predespacho. Con este concepto se incluyen los grupos hidráulicos en la remuneración por potencia.
  - También se incluye dentro del concepto de remuneración por potencia puesta a disposición la remuneración por reserva fría (i.e., máquinas de punta aceptadas en el concurso de reserva fría) al precio resultante del concurso de reserva fría (\$PRES).

De estos tres conceptos se remunera siempre la potencia por el mayor de ellos.

### **4.3. Aspectos de implantación.**

#### *Estabilidad de la señal económica.*

La señal económica de remuneración de potencia definida en el apartado 4.1. sería la señal adecuada para conseguir un sistema perfectamente adaptado, sin más excedentes de capacidad que los necesarios para conseguir el nivel extra de fiabilidad buscado por el regulador del sistema. Cuando exista un exceso de capacidad instalada en un año determinado, no debiera estrictamente haber remuneración de potencia, debido a que un incremento en el nivel mínimo de fiabilidad establecido por el regulador (FIABMIN) no incrementaría el coste total de suministro (i.e., costes fijos y variables), dado que hay capacidad instalada de sobra para cumplirlo. Sin embargo, este tratamiento no parece adecuado en la práctica, pues daría lugar a una señal económica de capacidad volátil, tanto desde el punto de vista de la remuneración de los generadores como de la tarifa que se cargue a los consumidores, lo que entraría en conflicto con dos criterios fundamentales:

- Necesidad de proporcionar una retribución estable y aceptable a los generadores, que les incentive a realizar las inversiones necesarias para cumplir con los objetivos de fiabilidad en el largo plazo.
- Necesidad de enviar una señal estable a los consumidores, que también facilite la toma de decisiones eficientes por parte de éstos.

Por tanto, si se desea mantener un determinado nivel de fiabilidad en el largo plazo, es necesario enviar una señal estable y básicamente independiente de que exista un defecto o exceso transitorios de capacidad. Esta señal en principio parece razonable fijarla igual a la correspondiente a la situación de capacidad adaptada al nivel deseado de fiabilidad. Es conveniente además establecer algún mecanismo para reducir el valor de la señal si existe exceso de capacidad, reconduciéndolo al nivel correcto, como se comenta a continuación.

#### *Entradas potenciales ineficientes.*

Otro problema potencial, ya comentado en el punto 4.1.a.iii) y figura 4, sería que la retribución unitaria de potencia prácticamente justificase económicamente la instalación de nueva capacidad por encima del nivel extra de fiabilidad considerado como razonable, dando lugar a la incorporación indiscriminada de equipo no eficiente. Esta situación puede darse si: a) el nivel prefijado de fiabilidad fuese muy elevado (punto 4.1.a.iii) con una retribución unitaria acorde de potencia; b) si la retribución unitaria de potencia se

hubiese fijado demasiado elevada; c) si existiese alguna tecnología de bajo coste fijo que resultase incentivada a instalarse o a permanecer en el sistema con la retribución de potencia existente y que, por alguna consideración más amplia que la fiabilidad técnica estricta (por ejemplo un rendimiento inaceptablemente bajo), el regulador no deseara incentivar.

Para evitar este problema, es necesario establecer límites máximos de capacidad remunerable o factores de saturación de la remuneración por capacidad, incluso con discriminación entre tipos de tecnologías, como en los procedimientos establecidos en algunos sistemas eléctricos (e.g., Chile).

#### *Criterios amplios de fiabilidad.*

La señal de remuneración de potencia, teniendo en cuenta las condiciones ideales de sistema perfectamente adaptado, implantada en la situación real de un sistema eléctrico cualquiera llevaría, en teoría, a la adaptación gradual del sistema. Una consideración de interés en este punto sería tener en cuenta los objetivos del regulador no sólo en cuanto al nivel de garantía de suministro a largo plazo sino también en cuanto a la política estratégica a seguir en un futuro (e.g., posicionamiento estratégico como país exportador, concentración de la inversión en grupos eficientes, etc). Esto daría lugar a modificaciones en la señal de remuneración de potencia con el objetivo de guiar al mercado más eficazmente hacia la consecución de esos objetivos. De esta forma la señal de remuneración de potencia debiera complicarse para cumplir mejor el objetivo buscado, introduciendo por ejemplo una distinción entre los grupos ineficientes de punta y aquellos grupos eficientes en los que se desee concentrar la inversión. Se pone de manifiesto la dificultad de introducir mecanismos de intervención en el mercado, que han de ser diseñados con un cuidado extremo para que no den lugar a consecuencias no deseadas.

#### *Interferencia con la explotación del sistema.*

El diseño de una señal económica adecuada para remunerar la potencia de generación en un mercado competitivo requiere, además de todo lo ya expuesto, dar respuesta a cada uno de los temas que se plantean a continuación:

- i) La señal económica de retribución de la potencia de generación en razón de la garantía de suministro de largo plazo se debe deslindar de otras señales económicas relacionadas, pero que corresponden a conceptos distintos, como es el caso de las tres siguientes:
  - La retribución de las reservas de operación (i.e., en el ámbito de la explotación de los recursos existentes de generación), ya sea por motivos de control de la frecuencia o para contribuir a la seguridad de corto y medio plazo en la cobertura de la demanda.
  - Otros servicios complementarios, tales como la recuperación de situaciones de interrupción de suministro.
  - El efecto que en el cálculo *ex ante* del coste marginal de corto plazo CMCP del sistema eléctrico tiene la probabilidad, nunca nula aunque pueda ser muy pequeña, de que exista energía no suministrada atribuible a déficit de generación, en cuyo caso debe considerarse que en dichas circunstancias, y

con el peso de la probabilidad correspondiente en la evaluación del valor esperado del CMCP, el citado coste marginal debe tomar el valor del coste de la energía no suministrada.

- ii) Un aspecto particular de la evaluación de la contribución de cada grupo generador a la garantía de suministro del sistema eléctrico es la ubicación del generador en la red eléctrica, más o menos apartado de los centros de consumo y dependiendo su aportación en mayor o menor grado de las limitaciones técnicas de la red. Debe por consiguiente establecerse el procedimiento que adapte la remuneración por potencia de cada generador según su ubicación en la red, ver [Rubio, 1996]. Esto tiene particular interés en aquellos sistemas eléctricos que han adoptado precios nodales (i.e., con diferenciación espacial según la ubicación del nudo en la red) de energía y de potencia.
- iii) Por otro lado, dado que los generadores son retribuidos separadamente por los conceptos de potencia y de energía, debe evitarse en lo posible la interferencia entre ambas señales y los consiguientes efectos de distorsión sobre los precios de energía del mercado mayorista de generación.

Otra implicación de la dependencia directa de la retribución de potencia de cada generador con respecto a la explotación real del sistema es la distorsión en la eficiencia económica que pueda derivarse del potencial comportamiento oportunista de los generadores para modificar esa explotación en beneficio propio.

Un caso ejemplo de lo anterior es el actual mecanismo de implantación de la señal económica de remuneración de potencia en el sistema eléctrico argentino, que presenta el inconveniente de promover una distorsión de la señal económica de corto plazo (precio marginal del sistema) al incentivar a los generadores a subdeclarar sus costes variables de producción y conseguir así una remuneración por potencia que les compense la pérdida producida en sus ingresos por energía producida. Esta situación parece estar produciéndose actualmente en Argentina dando lugar a los siguientes problemas: a) disminución de la retribución global de los generadores; b) potencial incentivo a la entrada no eficiente de nuevos generadores en condiciones favorables para obtener la remuneración de potencia; y c) distorsión en la operación real del sistema por el posible comportamiento oportunista de los agentes.

La solución a este problema consiste en desacoplar ambas señales, estableciendo un procedimiento de remuneración de la potencia que no esté ligado a la operación real del sistema, como se comentó en la sección 4.1 y se analiza en detalle en [Pérez Arriaga *et al.*, 1996b], evitándose los efectos distorsionadores mencionados.

## 5. RESUMEN Y CONCLUSIONES.

Tras una breve introducción sobre los posibles modelos organizativos de los mercados competitivos de generación y sobre la formación del precio mayorista de la electricidad, el artículo se ha centrado en las consideraciones que dan lugar a la introducción del concepto de remuneración de potencia en estos mercados.

La razón que justifica la remuneración de potencia en un mercado eléctrico competitivo se fundamenta en el objetivo de largo plazo, promovido por el regulador del sistema, de conseguir un determinado nivel de garantía de suministro que resulta ser superior al que el mercado proporcionaría por sí solo, incluso tomando en cuenta la respuesta de la demanda a las señales de precio. Para cumplir con este objetivo es necesario que el regulador establezca los incentivos adecuados para que los generadores, por sí mismos, inviertan hasta alcanzar el nivel de fiabilidad previsto por el regulador del sistema.

Como ocurre con toda intervención en el funcionamiento libre de un mercado competitivo, el diseño correcto de la remuneración de potencia presenta dificultades, que el artículo expone y a las que trata de ofrecer solución.

## 6. REFERENCIAS.

- Bunn, D.W., Larsen, E.R., "Sensitivity of reserve margin to factors influencing investment behaviour in the electricity market of England and Wales", Energy Policy, pp. 420-429, May 1992.
- Comisión de las Comunidades Europeas, "Los servicios de interés general en Europa", Comunicación COM(96) 443 final, Bruselas, 11.09.1996.
- Endrenyi, J., "Reliability modeling in electric power systems", John Willey & Sons, New York, U.S.A., 1978.
- Meseguer, C., "Valoración económica marginalista de los servicios de generación en mercados eléctricos", Tesis en preparación, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas de Madrid.
- Pérez Arriaga, J.I., "Principios económicos marginalistas en los sistemas de energía eléctrica", Informe IIT-93-004, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Septiembre 1993.
- Pérez Arriaga, J.I., "La regulación del sector de energía eléctrica. Tendencias en un contexto internacional", Economía Industrial nº 302, 1995.
- Pérez Arriaga, J.I., Meseguer, C., "Wholesale marginal prices in competitive generation markets", Paper 96 SM 484-6 PWRS, IEEE PES Summer Meeting, Colorado, U.S.A., Julio 1996a.
- Pérez Arriaga, J.I., Landa, A., Rivier, M., Meseguer, C., "La remuneración de potencia en mercados competitivos de generación: aplicación al sistema eléctrico argentino", informe preparado para AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina), Julio 1996b.
- Rubio Odériz, F.J., "Metodología de asignación de los costes de la red de transporte en un contexto de regulación abierta a la competencia", Tesis en preparación, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas de Madrid.